

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI UDINE
DOTTORATO DI RICERCA IN
TECNOLOGIE CHIMICHE ED ENERGETICHE



**I MINI AEROGENERATORI EOLICI E LE
LORO POTENZIALITÀ ENERGETICHE:
CARATTERIZZAZIONE DEI SITI DI
PRODUZIONE E STUDI SPERIMENTALI DI
INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA**

Dott. Enrico LAMBERTINI

COMMISSIONE

| | |
|------------------------|-------------|
| Prof. Maurizio FAURI | REVISORE |
| Prof. Michele PINELLI | REVISORE |
| Prof. Giulio CROCE | COMMISSARIO |
| Prof. Paolo BAGGIO | COMMISSARIO |
| Prof. Fabio DE FELICE | COMMISSARIO |
| Prof. Giacomo BIZZARRI | SUPERVISORE |

| | |
|-----------------------|----------------------------|
| Prof. Alfredo SOLDATI | COORDINATORE DEL DOTTORATO |
|-----------------------|----------------------------|

Indice

| | |
|--|-----|
| Indice..... | iii |
| Premessa..... | vii |
| 1 Introduzione..... | 1 |
| 1.1. Crescita della domanda di energia elettrica e prezzo dei combustibili fossili | 1 |
| 1.2. Ottimizzazione del portafoglio energetico | 4 |
| 1.3. L'impegno dei governi | 5 |
| 1.4. L'informazione e le rinnovabili | 6 |
| 1.5. Obiettivi di efficienza energetica negli edifici | 6 |
| 1.6. Prospettive dell'eolico negli edifici | 8 |
| 1.7. Uno strumento al servizio delle P.A.: i piani energetici | 9 |
| 2 Il sistema della generazione di energia..... | 11 |
| 2.1. Generazione diffusa da FER in Italia: il mini eolico | 12 |
| 2.2. Ambiente antropizzato ed impianti di produzione d'energia | 13 |
| 2.3. Regime d'incentivazione | 14 |
| 2.3.1. La posizione dell'Unione Europea | 15 |
| 2.3.2. L'incentivazione in Italia | 18 |
| 2.4. Regime autorizzativo | 22 |
| 2.4.1. Procedure per l'autorizzazione degli impianti | 22 |
| 2.4.2. Procedure per la cessione dell'energia prodotta | 25 |
| 2.4.3. Procedure per il collegamento alla rete elettrica | 27 |
| 3 Aerogeneratori di piccola taglia..... | 29 |
| 3.1. Componenti di un impianto collegato alla rete | 32 |
| 3.2. Tipologie di rotori | 36 |
| 3.2.1. Rotore VAWT | 37 |
| 3.2.2. rotore HAWT | 41 |
| 3.2.3. Confronto tra le tecnologie disponibili | 43 |
| 3.3. Certificazione e norme CEI | 43 |
| 3.4. Stato dello sviluppo | 46 |
| 3.4.1. stato installazioni a livello globale | 46 |
| 3.4.2. stato delle installazioni in Italia | 48 |

| | |
|--|-----|
| 3.5. Prodotti e produttori presenti sul mercato | 50 |
| 3.6. Aerogeneratori minieolici disponibili sul mercato italiano | 50 |
| 3.6.1. Analisi comparativa degli aerogeneratori | 56 |
| 3.7. Le problematiche dei mini aerogeneratori in ambito urbano | 63 |
| 3.7.1. Rumore | 64 |
| 3.7.2. Impatto sull'avifauna | 71 |
| 3.7.3. Interferenze elettromagnetiche | 72 |
| 3.7.4. Shadow flicker | 73 |
| 3.7.5. Sicurezza | 73 |
| 3.7.6. Impatto sul valore degli immobili | 74 |
| 3.7.7. Problematiche legate all'integrazione architettonica | 75 |
| 4 Studio della risorsa eolica..... | 85 |
| 4.1. Metodologie di misura ed analisi | 86 |
| 4.1.1. Rugosità ed effetti di attrito | 89 |
| 4.2. La risorsa eolica a bassa quota | 90 |
| 4.3. Stazioni di misura della risorsa | 92 |
| 4.3.1. Piattaforma VAWT Trento (cod. 01) | 93 |
| 4.3.2. Campo test Trento (cod. 02) | 95 |
| 4.3.3. Trento sud (cod. 03) | 97 |
| 4.3.4. CST (cod. 04) | 98 |
| 4.3.5. Bagno SoleLuna (cod. 05) | 98 |
| 4.3.6. CNR Messina (cod. 06) | 99 |
| 4.3.7. Tecnopolo Roma (cod. 07)..... | 101 |
| 4.4. Analisi di macro scala | 102 |
| 5 Elaborazioni statistiche della risorsa..... | 105 |
| 5.1. Dati misurati | 105 |
| 5.2. Dati di reanalisi: l'appennino parmense | 125 |
| 5.3. Dati misti: l'analisi di macro area dell'Appennino modenese | 128 |
| 5.4. Confronto dati di reanalisi e reali | 140 |
| 5.5. Analisi comparativa sulle diverse modalità di raccolta dati..... | 149 |
| 6 Valorizzazione della risorsa eolica | 153 |
| 6.1. Valutazione tecnico economica della risorsa eolica | 156 |
| 6.2. Valutazione tecnico economica della quota di installazione di un aerogeneratore | 169 |
| 6.3. Valorizzazione della risorsa: i casi studio esaminati | 179 |
| 6.3.1. Analisi energetica e vincolistica: le mappe di produzione | 180 |
| 7 Considerazioni progettuali: VAWT in ambito urbano..... | 193 |
| 7.1. Premessa | 193 |

| | |
|---|-----|
| 7.1.1. Motivazioni della scelta di aerogeneratori ad asse verticale .. | 193 |
| 7.1.2. Inquadramento normativo (statica edifici, antisismica) | 194 |
| 7.2. Natura dei carichi della VAWT | 196 |
| 7.3. Sollecitazioni sulla struttura di supporto..... | 199 |
| 7.4. Ipotesi progettuali sulle strutture alla luce di una prima analisi dei carichi | 200 |
| 8 Analisi sperimentali..... | 205 |
| 8.1. L'aerogeneratore TN1.5 | 205 |
| 8.1.1. Specifiche generali | 205 |
| 8.1.2. Carichi e sollecitazioni | 213 |
| 8.1.3. Analisi delle sollecitazioni: il bilanciamento del rotore | 214 |
| 8.2. Campi di prova | 221 |
| 8.2.1. Piattaforma Trento | 221 |
| 8.2.2. Campo test Trento | 223 |
| 8.2.3. Circolo Surf Torbole | 224 |
| 8.2.4. CNR ITAE Messina | 226 |
| 8.2.5. Mühlacker..... | 227 |
| 8.3. Alcune prime elaborazioni sull'analisi dei carichi strutturali | 229 |
| 8.3.1. Piattaforma Trento | 229 |
| 8.3.2. CST | 230 |
| 8.3.3. CNR ITAE Messina | 231 |
| 8.4. Elaborazioni dei dati: aspetti energetici | 233 |
| 8.4.1. Piattaforma Trento..... | 233 |
| 8.4.2. CST..... | 235 |
| 9 Conclusioni..... | 237 |
| 9.1. Analisi critica sulla tecnologia mini eolica | 238 |
| 9.2. Futuri sviluppi della ricerca..... | 240 |
| Allegati..... | 243 |
| . Schede tecniche fornitori HAWT | 243 |
| . Schede tecniche fornitori VAWT | 258 |
| Nomenclatura..... | 269 |
| Bibliografia..... | 271 |
| Ringraziamenti..... | 277 |

Premessa

A livello globale si sta manifestando con sempre più forza la necessità di individuare nuovi scenari di sviluppo che preservino la salute delle persone e l'ambiente attraverso l'utilizzo di soluzioni tecnologiche a basso impatto ambientale e l'impiego su larga scala delle fonti energetiche rinnovabili.

La presente ricerca tratta la tematica della generazione distribuita di energia elettrica da fonte eolica nelle aree urbane e sub urbane con particolare riferimento ai piccoli aerogeneratori.

Lo studio parte dall'analisi del sistema attuale di generazione dell'energia in Italia e delle normative che ne regolano il settore analizzando le diverse forme di incentivazione adottate per favorire la diffusione di impianti che sfruttano la risorsa eolica.

La massima attenzione è stata posta verso quegli aerogeneratori di piccola taglia idonei non solo all'inserimento paesaggistico nelle aree limitrofe ai centri abitati, ma adatti anche all'integrazione architettonica nel patrimonio edilizio esistente; per raggiungere questo scopo si è sviluppata un'analisi del mercato degli aerogeneratori di piccola taglia sia ad asse verticale che orizzontale.

Lo studio della risorsa eolica è la premessa fondamentale per la corretta valutazione di fattibilità di qualsiasi intervento, pertanto l'argomento è stato affrontato sia direttamente tramite la raccolta dati di stazioni di misura appositamente attrezzate all'interno dell'ambito di ricerca, sia tramite l'approfondimento di altre tecnologie di indagine della risorsa.

Le elaborazioni dei dati, le valutazioni energetiche ed economiche sono state condotte sempre con il riferimento agli impianti di piccola taglia.

Parallelamente a questi aspetti si è partecipato alla fase di realizzazione di un prototipo di aerogeneratore ad asse verticale ed all'individuazione di cinque siti idonei ad ospitarne l'installazione sperimentale.

Gli studi propedeutici alle installazioni e l'esperienza maturata attraverso quelle già realizzate sono la base che ha permesso di evidenziare le principali problematiche riguardo all'integrazione architettonica e strutturale di questo tipo d'impianti.

Le esperienze dirette in campo costituiscono un valido punto di partenza per ulteriori sviluppi della ricerca ed una ottimizzazione di questa interessante e promettente tecnologia che ha dimostrato una fortissima crescita negli ultimi anni, ma che non ha ancora raggiunto una piena maturità tecnologica ed una relativa diffusione sul mercato.

1

Introduzione

il contesto economico e sociale della produzione di energia da fonti rinnovabili

Negli ultimi anni si è andato creando un clima molto favorevole alla crescita del settore delle energie rinnovabili ed in particolare dell'eolico, considerata da molti la tecnologia al momento più matura e più conveniente dal punto di vista economico. Di seguito è riportato un riassunto dei fattori che hanno permesso lo sviluppo delle condizioni economiche attuali e quali sono i probabili scenari di sviluppo per il settore eolico con particolare riferimento all'eolico di piccola taglia.

1.1 Crescita della domanda di energia elettrica e prezzo dei combustibili fossili

La crescita della domanda mondiale di energia e il conseguente aumento del prezzo dei combustibili fossili sono i fattori che da soli sono capaci di influenzare profondamente la ricerca sulle fonti di energia rinnovabile velocizzandone o arrestandone il progresso mediante la variazione dei prezzi di mercato delle risorse sostituite.

I combustibili derivati da petrolio, carbone e gas sono risorse finite e quindi scarse; secondo le leggi di mercato un aumento della domanda energetica si dovrebbe risolvere in una crescita proporzionale del prezzo dei prodotti derivati da fonte fossile. La IEA prevede che la domanda di energia primaria cresca del 40% nel periodo dal 2007 al 2030 [36]: è quindi logico prevedere che in futuro i prezzi dell'energia vadano via via aumentando; se da una parte ciò potrebbe causare un rallentamento dell'economia mondiale, dall'altra renderebbe possibile lo sfruttamento di fonti alternative,

precedentemente evitate perché il loro costo non ne avrebbe giustificato l'impiego. Questo comporterebbe quindi un vantaggio per le fonti di energia rinnovabile, solitamente più costose delle tradizionali fonti fossili. Tuttavia, è bene sottolineare come queste considerazioni possano ritenersi valide solamente in un'ottica di lungo periodo, in quanto nel breve termine (intendendo con questa definizione un orizzonte temporale di uno o due anni) il peso della crescita della domanda sul prezzo dell'energia potrebbe essere secondario rispetto ad altri fattori. Tra questi, si possono elencare ad esempio le caratteristiche del mercato petrolifero, gli effetti derivanti dalle fasi economiche e le variazioni dovute a puri movimenti speculativi sui mercati finanziari.

Una prova del diverso peso degli elementi citati si ritrova nell'andamento dei prezzi dei prodotti energetici negli ultimi anni. Il mercato del petrolio, ad esempio, ha registrato un trend rialzista che ha portato il prezzo fino a 80 \$/bbl nel 2006, dai 30 \$/bbl registrati a gennaio 2004, per poi infrangere la soglia dei 100 \$/bbl a fine febbraio 2008 e raggiungere un massimo di 144 \$/bbl a luglio dello stesso anno. Nei mesi successivi si è infine registrata una brusca correzione che ha riportato il petrolio attorno a 40 \$/bbl a fine 2008. Da quel momento i prezzi hanno subito frequenti variazioni, ma nel complesso hanno registrato una crescita costante che ha riportato il prezzo attorno ai 70 \$/bbl a dicembre 2009.



Fig. 1.1: Prezzi del petrolio dal 2007 a maggio 2010. Fonte: Market Observatory for Energy, EU

E' chiaro quindi come in questo caso il prezzo sul mercato sia stato determinato da un complesso mix di fattori economici, strutturali, geopolitici e finanziari. In particolare l'effetto dell'aumento della domanda globale si è fatto sentire tra il 2007 ed il 2008, quando non vi è stata la capacità di adeguare l'offerta a causa di un mercato in cui tipicamente l'adeguamento dell'offerta avviene in ritardo rispetto alla domanda, per via delle tempistiche necessarie a costruire le infrastrutture.

L'effetto di questo scenario, unito ai movimenti speculativi, ha portato al raggiungimento della massima quotazione durante l'estate del 2008. Nonostante ciò il contesto economico è profondamente mutato, quando la crisi finanziaria ha cominciato a far sentire i suoi effetti: la riduzione della domanda si è manifestata soprattutto nei Paesi OCSE, mentre è stata più lieve nei Paesi in via di sviluppo, dove i consumi sono stati sostenuti da una minore dipendenza dai mercati finanziari, da una più alta intensità energetica della produzione ed infine dai sussidi locali che hanno contribuito a mantenere costanti i prezzi dell'energia. Tuttavia, la riduzione della domanda dovuta al calo della produzione globale, unita ad una contrazione del livello di fiducia, hanno causato un crollo dei prezzi del petrolio che neanche un drastico taglio alla produzione da parte dei Paesi OPEC è riuscito a sostenere, a dimostrazione del fatto che nel breve periodo altri elementi, diversi dalla crescita futura stimata, possono influenzare maggiormente l'andamento dei prezzi.

Similmente, anche i mercati delle altre due principali risorse fossili, carbone e gas naturale, hanno seguito gli andamenti strettamente legati alla quotazione del greggio.

E' quindi opportuno comprendere fino a che punto tali interazioni possano influire sullo sviluppo del mercato eolico di grande e piccola taglia. E' possibile individuare effetti a diversi livelli. Come detto, una crescita del prezzo dell'energia spinge i soggetti che agiscono sul mercato, produttori tradizionali, ma anche distributori e clienti, a rivolgersi a fonti alternative, giustificando l'entità di investimenti altrimenti difficilmente realizzabili. D'altra parte, non tutti questi investimenti sono rivolti allo sviluppo di fonti di energia rinnovabili; se il prezzo del greggio sale oltre un determinato livello anche i Paesi produttori di petrolio hanno interesse ad investire per aumentare l'offerta, ricorrendo a giacimenti dai costi marginali maggiori, quali per esempio le sabbie bituminose dello Stato dell'Alberta in Canada. Al contrario, un calo del prezzo di riferimento potrebbe indurre a limitare lo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili. Sotto questo punto di vista la recente recessione economica ha creato grandi preoccupazioni tra gli addetti del settore; la stretta creditizia globale ha infatti accentuato le difficoltà nel finanziare i progetti che, oltre a correre il rischio di essere interrotti in fase di sviluppo, hanno visto alzarsi sensibilmente i costi legati alla gestione finanziaria. Tuttavia, le conseguenze potrebbero rivelarsi meno gravi del previsto, specialmente per il settore eolico poiché esso rappresenta una delle fonti rinnovabili meno costose e più facili da implementare in tempi brevi. A ciò si deve aggiungere il rinnovato interesse delle banche che, scottate dalla recente crisi finanziaria, hanno rivolto la loro attenzione al settore delle energie rinnovabili poiché questo garantisce, soprattutto se supportato da incentivi statali, ritorni costanti e relativamente poco rischiosi. Infine, è importante considerare l'interesse manifestato dai governi nazionali che, avendo la necessità di sostenere l'economia anche attraverso

incentivi ed investimenti in infrastrutture, hanno individuato nella cosiddetta *green economy* un possibile volano della crescita capace di accelerare la ripresa e di creare nuovi posti di lavoro. In definitiva, anche se nel breve periodo è possibile che il settore subisca dei rallentamenti dovuti ad elementi esterni è molto probabile che si manifesti una crescita costante di cui potrebbero beneficiare anche tecnologie più marginali destinate alla micro generazione, quale ad esempio il minieolico.

In Italia nel periodo 2007-2009 la domanda di energia primaria è passata da 194,5 a 180,2 Mtep soddisfatta per l'84% da combustibili fossili, petrolio 41%, gas naturale 36% e carbone e altri solidi 7%, e per la parte rimanente da fonti rinnovabili e dalle importazioni di energia elettrica (rispettivamente 11% e 5%), riduzione determinata dalla minore domanda del settore industriale generata dalla crisi economica.

A fronte dei minori consumi nell'industria e nei trasporti, derivanti dalla crisi economica e dal blocco del commercio mondiale, gli usi civili hanno consumato nel 2009 circa 46,9 milioni di tep (28,6 milioni nel settore residenziale e 18,3 nel terziario) mantenendo e incrementando il proprio consumo energetico del 4,8% nel 2008 e di un ulteriore 3,5% nel 2009 collegato alla variabilità climatica (gas +5% ed energia elettrica +3%, rinnovabili +9%) [2].

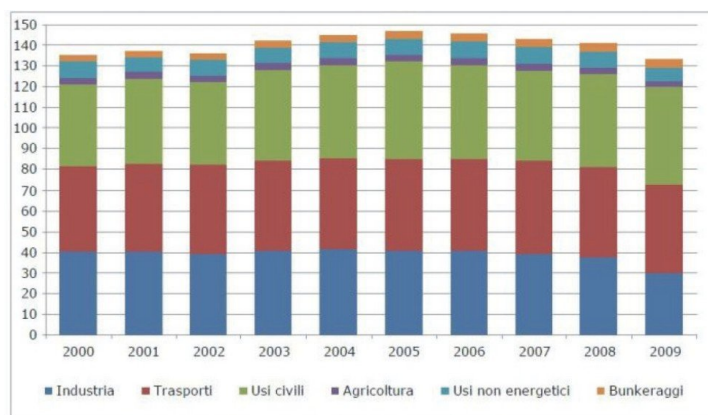


Fig. 1.2: Consumi finali d'energia in Italia espressi in Mtep (fonte: ricerche ENEA [2]-[3])

1.2 Ottimizzazione del portafoglio energetico

A fronte di quanto detto, si presenta chiaramente la necessità di ricorrere a fonti di energia che non siano le fonti fossili.

Negli ultimi anni la dipendenza energetica da fonti esterne dall'Unione Europea è stata circa del 50%, mentre l'Italia è stata in grado di provvedere a soddisfare solamente il 15% del proprio consumo finale. Questa situazione espone i Paesi dell'Unione a diversi rischi: dagli shock di prezzo legati alla domanda crescente a improvvise interruzioni

della fornitura di materie prime legate a tensioni politiche, come accaduto a partire dal 2005 a causa della situazione tra Russia e Ucraina. In definitiva, la forte dipendenza energetica rende l'Unione Europea molto più debole anche a livello internazionale in quanto costretta a subire scelte decise da altri Paesi, siano questi produttori di petrolio o di gas naturale.

È inoltre importante sottolineare come, a differenza delle fonti fossili, le fonti rinnovabili gestite localmente non risentono dei rischi legati alle forniture di carburante; d'altronde richiedono un forte investimento iniziale: circa l' 80% del totale contro il 40-60% delle fonti fossili.

I modelli di calcolo tradizionali utilizzati per valutare la pianificazione energetica sono principalmente basati su due categorie di costi: i costi iniziali di costruzione ed i costi di manutenzione e fornitura del carburante. Questi modelli oggi non sono più adatti a cogliere le peculiarità delle molteplici risorse disponibili, infatti la scelta dei pianificatori si è allargata ed essi devono decidere se investire in fonti fossili rischiose ma più remunerative, oppure in fonti rinnovabili caratterizzate da una maggiore intensità di capitale iniziale, ma sensibilmente meno rischiose.

Dai risultati di diversi studi economici [1] si può concludere che i pianificatori ed i regolatori tendono a credere che la mitigazione del cambiamento climatico sia un obiettivo concorrente alla minimizzazione del costo di produzione di energia e pensano che l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile porti ad un aumento del costo medio al kWh. In realtà è possibile dimostrare che queste convinzioni sono dovute a metodologie di calcolo che non sono più adatte allo scenario energetico attuale. Nel momento in cui verranno presi in considerazione approcci diversi è probabile che le fonti rinnovabili appariranno non solo come una alternativa più ecologica delle fonti fossili, ma anche più economica nel senso stretto del termine.

1.3 L'impegno dei governi

L'operato dei singoli Stati ha un peso fondamentale nello sviluppo delle energie rinnovabili, i quali possono principalmente agire o sulla variazione del quadro normativo/autorizzativo del settore oppure attraverso incentivi diretti.

In breve, la politica più diretta e più potente che uno Stato ha a disposizione è la creazione di un incentivo economico che spinga i soggetti ad agire in modo da favorire lo sviluppo del settore. Le tipologie di incentivi più comuni nel settore delle energie rinnovabili (trattate più diffusamente nel par. §2.3) mirano tendenzialmente a premiare la produzione oppure a favorire gli investimenti necessari ad essa. In Italia a partire dalla Finanziaria 2008 si è cercato di introdurre sistemi che incentivassero anche l'eolico di piccola taglia riservando a questi impianti un trattamento

differenziato rispetto agli impianti di classe MegaWatt e multi-MegaWatt. Sebbene al momento l'incentivo non abbia creato un vorticoso aumento della domanda, si è però registrato un interesse maggiore da parte dei clienti potenziali. Inoltre, dal lato dell'offerta sono cresciuti notevolmente gli investimenti di imprese che erano già sul mercato o che hanno deciso di entrarci.

Un'ulteriore indicazione positiva viene dai molteplici accordi presi a livello internazionale dal governo italiano. Tra tutti, il più importante è il cosiddetto "Pacchetto Energia e Clima" con cui l'UE e l'Italia si sono nuovamente impegnate a promuovere le fonti di energia rinnovabile e a rispettare i tagli alle emissioni previsti in sede europea.

1.4 L'informazione e le rinnovabili

Non sempre viene adeguatamente sottolineata l'importanza che i mezzi di comunicazione hanno e potranno ancora avere nello sviluppo delle rinnovabili, in quanto essi operano un ruolo fondamentale contribuendo ad incrementare l'interesse verso alcuni argomenti e a distoglierlo da altri.

Tutti i mezzi di comunicazione hanno contribuito, negli ultimi anni, ad amplificare fortemente le problematiche legate al riscaldamento globale, consolidando in questo modo l'opinione comune che le fonti rinnovabili siano fondamentali per la conservazione del nostro pianeta. Per quanto alcune esposizioni siano trattate alle volte in maniera semplicistica o superficiale, hanno contribuito a rendere le fonti di energia rinnovabili particolarmente ben accette all'opinione pubblica.

L'attenzione dei mass media ha quindi un duplice effetto: se da una parte contribuisce a ridimensionare la sindrome NYMBY (*Not In My Back Yard*, ovvero l'atteggiamento di ostruzionismo e protesta verso qualsiasi iniziativa per la realizzazione di opere di pubblica utilità nelle vicinanze della propria casa o dei propri terreni), dall'altra aiuta a far crescere la domanda per nuovi prodotti e a far avanzare la tecnologia.

1.5 Obiettivi di efficienza energetica negli edifici

Il tema della qualità urbana è stato molto dibattuto nell'ultimo ventennio. A fronte di uno sviluppo urbano che ha puntato quasi tutto su parametri quantitativi per rispondere alla crescente domanda di edifici, si è trascurata la riflessione sui parametri di qualità ed efficienza e sui servizi e sulle infrastrutture, in quanto il costo dell'energia era basso e non vi era attenzione verso gli aspetti di sostenibilità ambientale.

Oggi giorno questa visione deve essere superata: il messaggio comune che arriva da tutto il mondo è che lo sviluppo deve rispondere a criteri di sostenibilità, dunque gli stili di vita, di produzione e di consumo devono trovare un maggior orientamento verso

la conservazione delle risorse e la diminuzione delle fonti di inquinamento.

Diversi studi dimostrano come l'energia impiegata nel settore residenziale e terziario rappresenta oltre il 40% del consumo finale di energia dell'Unione Europea; inoltre essendo questo un settore in espansione, i suoi consumi di energia, e quindi le sue emissioni di biossido di carbonio, sono destinati ad aumentare e solamente la forte crisi economica del 2008 è riuscita a rallentare questa crescita.

Già con la direttiva 93/76/CEE del Consiglio, del 13 settembre 1993, intesa a limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica (SAVE), veniva imposto agli Stati membri dell'Unione Europea di elaborare, attuare e comunicare i programmi per il rendimento energetico nel settore dell'edilizia, iniziando a produrre notevoli benefici.

Per quanto riguarda il risparmio energetico nel settore edile, il parlamento Europeo con l'emanazione della Direttiva 2002/91/CE del 16 dicembre 2002 nota come EPBD - *Energy Performance Building Directive* si è posto l'obiettivo di promuovere il rendimento energetico degli edifici nell'Unione, tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne, nonché delle prescrizioni per quanto riguarda il clima degli ambienti interni e l'efficacia sotto il profilo dei costi.

La direttiva EPBD, ritenuta da molti il più importante strumento legislativo comunitario in fatto di efficienza energetica, non è una azione isolata ma si colloca all'interno di una strategia che si è sviluppata a partire dal 2000. Tale direttiva si limita tuttavia al minimo richiesto e non va al di là di quanto necessario per il raggiungimento di tali obiettivi.

Questa direttiva è stata successivamente aggiornata dalla 2010/31/CE che rafforza l'obiettivo della riduzione dei consumi ed impone di rispettare, a partire dal 2018, per i nuovi edifici del settore pubblico, edifici a consumo energetico quasi zero (*Nearly Energy Zero Building*) e per quelli oggetto di riqualificazioni, risultati di massima efficienza energetica in considerazione del fattore costo/beneficio, mentre dal 2020 tale obbligo sarà esteso a tutti i nuovi edifici pubblici e privati.

In questo panorama il Governo e le Regioni hanno emanato leggi e provvedimenti finalizzati al raggiungimento della massima efficienza energetica negli edifici.

Tra i provvedimenti, emanati dal Ministero dello Sviluppo Economico, sono di primaria importanza le Linee Guida Nazionali per la Certificazione Energetica degli Edifici in attuazione del D.Lgs. 192/2005, relativo al rendimento energetico nell'edilizia ed il D.Lgs. 115/08, relativo all'efficienza degli usi finali dell'energia per i servizi energetici.

Inoltre è stato emanato il D.Lgs. 3 marzo 2011 n. 28, in attuazione della direttiva 2009/28/CE, che prevede provvedimenti immediatamente operativi e altri di medio e lungo periodo.

Il primo e più potente strumento a disposizione per l'aumento dell'efficienza energetica è sicuramente il risparmio, inteso come riduzione dei fabbisogni energetici; in questo ambito la ricerca industriale, unita ad una politica di incentivazione, può fare tanto attraverso lo sviluppo di nuovi materiali isolanti e sistemi di produzione del calore più efficienti.

Al contempo la crescita del tenore di vita medio ed una maggior ricchezza distribuita hanno fatto aumentare il fabbisogno elettrico pro capite medio soprattutto nella stagione estiva in relazione all'utilizzo di un sempre maggior numero di impianti di condizionamento dell'aria.

Anche gli spazi pubblici hanno grandi potenzialità dal punto di vista del risparmio energetico: una gestione più oculata dell'illuminazione pubblica è relativamente facile da raggiungere e può garantire notevoli benefici.

Tuttavia, una volta attuate tutte le migliori pratiche di risparmio energetico, rimarrà sempre un'importante quota di energia, in particolar modo elettrica, da produrre. È in questa ottica che nei capitoli successivi verranno esposte le possibilità tecniche e normative per favorire una diffusione della produzione di energia nel contesto urbano da fonti rinnovabili, con particolare riferimento allo sfruttamento della risorsa eolica.

1.6 Prospettive dell'eolico negli edifici

A differenza della tradizionale produzione di energia centralizzata, la micro generazione può portare il processo di produzione direttamente vicino agli edifici che ne saranno utilizzatori; tale importante aspetto verrà trattato nel capitolo 2. Diversi studi ([6],[7]) sottolineano il grande potenziale che tale approccio può avere non solo in termini della produzione complessiva di energia, ma anche diversificazione delle fonti energetiche e nella riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti.

Sistemi di generazione efficienti di energia elettrica possono essere integrati nell'ambiente urbano sia in fase di progettazione che in fase successiva in un'ottica di rivalorizzazione [4],[5].

Uno degli approcci più seguiti è sicuramente l'integrazione negli edifici di impianti di generazione da fonte solare od eolica. Per questi ultimi il processo di selezione ed ottimizzazione del sito e del sistema di montaggio è sicuramente molto differente rispetto ai grandi impianti progettati in campo aperto, ciò nonostante l'interesse per

queste tecnologie stia crescendo di anno in anno e con esso la necessità di figure professionali in grado di saper gestire tutti gli aspetti che questo comporta.

Dal momento che la maggioranza della popolazione mondiale vive e lavora nelle aree urbane, l'utilizzo di sistemi di generazione distribuita integrata negli edifici ha la possibilità di contribuire significativamente al raggiungimento di importanti obiettivi nella politica energetica basata su fonti rinnovabili [8].

1.7 Uno strumento al servizio delle P.A.: i piani energetici

La redazione di un piano energetico costituisce lo strumento fondamentale d'indirizzo per le politiche energetiche di qualsiasi pubblica amministrazione, tanto a livello centrale quanto a livello locale. La sua stesura rappresenta una operazione sempre assai complessa, indipendentemente dallo scenario che viene esaminato dalla grande metropoli sino all'associazione di piccoli comuni in quanto deve saper cogliere le peculiarità del territorio e saperne valorizzare tutte le potenzialità, non solo a tempo zero, ma soprattutto nel medio e lungo futuro.

Oggigiorno sempre più amministrazioni pubbliche cittadine ed i fornitori di servizi locali stanno mostrando una crescente sensibilità alle tematiche dell'ambiente, del risparmio energetico e dell'uso efficiente delle risorse del territorio.

L'adesione italiana all'Intesa di Kyoto ha imposto di considerare come priorità assoluta il rispetto degli impegni assunti con la sottoscrizione del Protocollo stesso. In particolare si è ritenuto di adottare, anche a livello locale, l'obiettivo della riduzione percentuale del 6.5 % delle emissioni di anidride carbonica, rispetto ai valori registrati nel corso del 1990, anno di riferimento, entro il periodo 2008 – 2012. Non si può tuttavia ritenere il rispetto dei vincoli imposti da Kyoto come unico punto di riferimento per la stesura di un piano energetico.

Il recepimento del criterio di riduzione delle emissioni di gas climalteranti immessi in atmosfera rappresenta infatti solo la prima di una serie di istanze che devono considerare come parametri sensibili anche l'immissione in atmosfera di sostanze, quali polveri sottili e ossidi di azoto, che, in elevate concentrazioni, possono essere potenzialmente pericolose per la salute dei cittadini, e, soprattutto, i consumi di energia primaria fossile (quindi l'efficienza energetica).

La valutazione dei livelli di emissione di polveri sottili e di ossidi di azoto come parametri di riferimento per la valutazione delle future scelte di politica energetica si configura come uno strumento di controllo necessario al fine di evitare di intraprendere azioni che, pur riducendo le emissioni di anidride carbonica, finiscano per incrementare le concentrazioni in atmosfera di altre sostanze, altrettanto pericolose e capaci di

compromettere la salubrità dell'aria in una zona già problematica a causa della scarsa dinamica atmosferica. Inoltre se nelle città vi è una consolidata raccolta dati di misure che permettono di sviluppare un trend storico, nelle aree sub-urbane e nelle città più piccole questo dato manca o è molto lacunoso richiedendo quindi un approccio *top-down* al problema.

L'obiettivo della riduzione dei consumi di energia primaria fossile, rappresenta infine un obiettivo fondamentale soprattutto alla luce del particolare contesto energetico italiano che nel 2006 mostrava una dipendenza energetica dall'estero superiore all'ottanta per cento.

La meta della riduzione dei consumi di energia primaria è direttamente e naturalmente connessa con l'ottimizzazione dei processi di trasformazione energetica attraverso un incremento delle loro singole efficienze. A fronte del completo soddisfacimento dei fabbisogni, è del tutto evidente che l'incremento dei rendimenti dei sistemi impiantistici rappresenti un obiettivo da perseguire prioritariamente sia perché consente un minor utilizzo della risorse primarie, sia perché comporta, quasi sempre, un contestuale decremento delle emissioni specifiche di gas climalteranti e/o inquinanti.

2

Il sistema della generazione di energia

L'attuale modello energetico globale si basa sulla produzione centralizzata di energia elettrica e sulla sua distribuzione in maniera unidirezionale. Il sistema è costituito da un numero limitato di nodi, in prossimità delle grandi centrali di produzione per lo più alimentate a combustibili fossili o nucleari. L'enorme potenza che ogni impianto di produzione genera è immessa nella rete elettrica di trasmissione attraverso le dorsali principali che collegano le differenti aree dei Paesi, le quali a loro volta si diramano in man mano in una rete sempre più fine e capillare sino all'utente finale. Ne deriva che l'utilizzatore non solo deve sostenere i costi per la produzione dell'energia, ma anche quelli legati al suo trasporto ed alle relative perdite verificatesi.

Come conseguenza di questo approccio l'energia può viaggiare solo in modo unidirezionale dal grande produttore al cliente finale. Tale tecnologia, adottata nel secolo scorso per permettere la rapida elettrificazione dei Paesi industrializzati, è stata principalmente governata in regimi di monopolio. Questo sistema è stato definito rigido, in quanto non permette l'ingresso di molteplici operatori nel sistema senza rischiare di creare sbilanciamenti nel servizio.

Con il completamento dell'elettrificazione, in ultimo delle zone rurali, è mutato il contesto nazionale di molti paesi industrializzati: si è dato quindi avvio a processi di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica che stanno favorendo in maniera crescente il regime di concorrenza tra aziende energetiche e che sta offrendo ad ogni cittadino la possibilità di diventare un produttore di energia elettrica; tuttavia è un processo difficile, in quanto chi gestisce le grandi reti di distribuzione ha il potere di

controllare l'accesso dei produttori alle stesse.

Ad oggi una crescente consapevolezza ambientale generale da parte della popolazione sta facendo evolvere l'opinione pubblica verso la volontà non solo di ostacolare la costruzione di nuove centrali bensì di smantellare quelle esistenti più inquinanti, riqualificando le aree occupate, e rimuovere dalla vista i tralicci e le grandi infrastrutture di trasporto elettrico a favore di impianti interrati.

Questa evoluzione è il punto di partenza per un nuovo approccio alle modalità di produzione e consumo dell'energia, per la quale la domanda continua a crescere, sia nei paesi industrializzati ma soprattutto nei paesi emergenti.

La generazione distribuita in corrispondenza delle utenze finali fa nascere una maggiore consapevolezza di quanto si utilizza, con conseguente riduzione dei consumi elettrici, e inoltre va a ridurre la quota di energia che transita attraverso la rete elettrica con un effetto positivo sia sul dimensionamento della stessa che nella riduzione delle perdite lungo le linee.

Per permettere al modello energetico della generazione diffusa di concretizzarsi attraverso la produzione di energia da fonti rinnovabili, tra cui la risorsa eolica può giocare un ruolo importante, è necessario concentrare attenzioni e risorse sullo sviluppo di tecnologie dedicate che permettano la generazione di energia presso l'utenza stessa, e su taglie di potenza commisurate ai fabbisogni dell'utilizzatore finale.

2.1 Generazione diffusa da FER in Italia: il mini eolico

Le politiche di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili già in atto da anni in diversi Paesi contengono spesso, al loro interno, riferimenti anche per gli impianti eolici di piccola taglia. Le modalità di incentivazione sono state anche molto diverse per natura ed entità, talvolta applicate solo in una prima fase di promozione del mercato.

In conseguenza di queste specifiche azioni di supporto, quello che era un mercato di nicchia si è perciò progressivamente sviluppato in misura già apprezzabile in alcuni Paesi come ad esempio Stati Uniti, Canada e Regno Unito. Parallelamente è cresciuta anche la qualità e varietà dell'offerta, con alcuni costruttori che possono vantare un numero di unità installate di tutto rispetto.

Lo sviluppo di tale mercato può garantire diversi benefici per l'utente finale, che vanno da un'accresciuta affidabilità ed efficienza degli impianti, ad una migliore e più ampia rete di distribuzione ed assistenza, per arrivare all'aspetto essenziale dei minori costi iniziali derivati da produzione su ampia scala e da modalità agevolate di accesso al

credito.

In Italia la Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Finanziaria 2008) e il successivo Decreto Ministeriale del 18 dicembre 2008 hanno introdotto incentivazioni specifiche per le fonti rinnovabili diversificandole in funzione della fonte e della potenza installata.

Questi provvedimenti hanno innescato un immediato interesse sul settore, in particolare dal lato dei produttori. Le tematiche legate all'installazione di mini aerogeneratori stanno guadagnando sempre più interesse da parte dell'opinione pubblica e della stampa, accrescendo l'interesse verso questi argomenti; ciò nonostante in Italia gli impianti minieolici non sono ancora particolarmente diffusi.

Il concetto alla base di un impianto minieolico è quello di soddisfare il proprio fabbisogno di energia elettrica con una quota parte di energia autoprodotta in modo ecologicamente compatibile e sostenibile. Ovviamente ciò non può prescindere da una corretta integrazione del sistema di generazione con tecnologie sempre più efficienti e con il risparmio energetico.

Una tecnologia che sta suscitando sempre più l'interesse di tutti è quella del mini eolico, ovvero aerogeneratori con area spazzata fino a 200 mq (vedi §3)

2.2 Ambiente antropizzato ed impianti di produzione d'energia

La risorsa eolica presente nelle aree antropizzate è un bene prezioso, in quanto, se opportunamente sfruttata, permette la produzione di energia dove maggiormente se ne concentra il fabbisogno annullando di fatto le perdite derivate dal trasporto dell'energia stessa.

Passaggio propedeutico e fondamentale allo sviluppo di tecnologie dedicate alla generazione di energia da fonte eolica in ambienti antropizzati, è lo studio della caratterizzazione della risorsa presente in tali aree nonché la definizione delle specifiche condizioni di funzionamento compatibili con le caratteristiche di tali siti.

Lo sfruttamento della risorsa eolica degli ambienti antropizzati presenta alcune peculiarità che possono costituire dei fattori determinanti allo sviluppo di questa tipologia di micro generazione distribuita. Ad oggi in nessun paese del mondo vi è una consolidata esperienza di utilizzo di questa tecnologia di generazione, tuttavia vi sono sempre più segnali di maggiore interesse manifestatisi attraverso il finanziamento di progetti pilota condotti da università e centri di ricerca in collaborazione con partner industriali.

L'ambiente antropizzato, definito come luogo nel quale vi è una domanda di energia elettrica ed una infrastruttura di rete di distribuzione della stessa, offre delle condizioni favorevoli alla diffusione dei micro aerogeneratori, che possono essere sintetizzate nei seguenti punti:

- coincidenza del punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica presso le utenze;
- eliminazione del problema dell'accumulo dell'energia grazie all'immissione in rete del lavoro prodotto in eccesso rispetto ai fabbisogni immediati: la rete elettrica stessa può fungere da accumulo e l'energia consumata e prodotta viene conteggiata secondo quanto previsto dalla normativa vigente;
- possibilità di catturare una maggiore quantità di energia grazie al posizionamento di micro aerogeneratori sulla sommità degli edifici o di altre strutture esistenti;
- ridotto impatto sull'ambiente circostante, in quanto si tratta di un paesaggio già antropizzato nel quale viene inserito un elemento di ridotte dimensioni.

Per contro, vi sono alcuni aspetti critici che l'ambiente antropizzato fa emergere e che rappresentano altrettante tematiche di interesse per i ricercatori del settore:

- percezione della sicurezza della macchina, in quanto si ha un elemento rotante, anche a velocità sostenute, in corrispondenza con il luogo di vita delle persone;
- le emissioni sonore generate;
- le vibrazioni indotte sulla struttura ospitante con relative ripercussioni sia sull'eventuale rumore generato che sulla sicurezza in quanto, generalmente, gli edifici non sono progettati per tenendo conto di carichi ciclici di fatica;
- tecnologie di ancoraggio a terra o sulla copertura di edifici.

Tali macchine devono potere garantire una totale sicurezza durante tutte le condizioni di esercizio. Infatti negli ambienti antropizzati la probabilità di arrecare danni a cose o terzi è molto più elevata rispetto ai tradizionali impianti eolici realizzati in aree remote. Questo pone un serio vincolo in quanto le dimensioni ridotte del rotore obbligano ad adottare alte velocità di rotazione, mediamente superiori ai 200 rpm.

2.3 Regime d'incentivazione

In linea di massima, a livello comunitario, le modalità di incentivazione allo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile adottate maggiormente sono state tre:

- **“feed-in premium”**: oltre al normale ricavo dalla vendita diretta sul mercato o all'utilizzo diretto dell'energia elettrica prodotta, viene riconosciuta una tariffa aggiuntiva per un periodo di tempo determinato, generalmente 15-20 anni; tale tariffa può variare in funzione della fonte energetica utilizzata e della taglia dell'impianto. È il modello adottato per il fotovoltaico in Italia.
- **“feed-in tariff”**: per ogni kWh di energia prodotta viene corrisposta una tariffa di acquisto maggiore rispetto al valore determinato dal mercato; tale incentivo è preventivamente limitato nel tempo e può essere adeguato di anno in anno in funzione dell'inflazione; questa modalità, generalmente, non prevede la possibilità di utilizzare direttamente l'energia prodotta.
- **finanziamenti a fondo perduto**: indipendentemente dall'energia prodotta viene rimborsata una parte dei costi sostenuti per la realizzazione degli impianti; tale strumento è sempre meno utilizzato in quanto non garantisce l'utilizzo delle tecnologie più efficienti e si presta a speculazioni.

Le principali forme di incentivo adottate sino ad ora in Italia, ma non solo, hanno sempre presentato un orizzonte temporale ben determinato sia in termini di durata del finanziamento che di periodo per l'accesso allo stesso.

Inoltre spesso sono state adottate politiche che prevedano una progressiva riduzione dell'incentivo in funzione dell'anno di entrata in esercizio dell'impianto.

2.3.1 La posizione dell'Unione Europea

La crescente attenzione alla promozione ed allo sviluppo delle energie rinnovabili è stata senza dubbio recepita, alimentata ed indirizzata dalla stesura nel tempo di provvedimenti validi a livello comunitario. I principali atti di politica europea relativi alla promozione di fonti rinnovabili sono riassunti brevemente di seguito.

Comunicazione della Commissione del 20 novembre 1996: “Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili – Libro verde per una strategia comunitaria”

- Presentazione del quadro generale delle fonti energetiche in Europa.
- Introduzione alle politiche a favore delle rinnovabili.
- Invito a presentare osservazioni e proposte da includere nella strategia comunitaria per il settore energetico.

Comunicazione della Commissione del 26 novembre 1997: “Energia per il futuro: libro bianco per una strategia e un piano di azione della comunità europea”

Obiettivo: coprire il 12% del fabbisogno di energia elettrica dell'Europa a 15 mediante FER entro il 2010. La fonte eolica viene presentata come molto promettente con i suoi 18 GW di capacità potenziale (Nota: attualmente ne sono già stati installati più del triplo).

Direttiva 2001/77/Ce del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Il provvedimento istituisce il primo quadro legislativo per il mercato delle fonti di energia rinnovabili e obbliga gli Stati membri a recepirlo, con disposizioni legislative, entro il 27 ottobre 2003. Vengono anche chiariti:

- la definizione di fonti di energia rinnovabili;
- gli obiettivi nazionali, stabiliti in modo da raggiungere l'obiettivo di copertura del 12% del consumo interno lordo di energia ed il 22% di elettricità prodotta sul consumo della CE. Per l'Italia l'obiettivo stabilito era al 25%, rettificato successivamente al 22%;
- la definizione di regimi di sostegno a favore di produttori di energia elettrica da FER.
- l'obbligo per gli Stati membri di adottare procedure amministrative di autorizzazione degli impianti per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili allo scopo di:
 - ridurre gli ostacoli normativi e di altro tipo all'aumento della produzione di elettricità da FER;
 - razionalizzare e accelerare le procedure all'opportuno livello amministrativo;
 - garantire che le norme siano oggettive, trasparenti e non discriminatorie e tengano pienamente conto delle particolarità delle varie tecnologie per le FER.
- gli aspetti legati alla rete volti a garantire l'accesso alla rete (eventualmente prioritario) e la distribuzione dell'energia elettrica prodotta da FER

Comunicazione della Commissione europea del 10 gennaio 2007: tabella di marcia per le energie rinnovabili. Le energie rinnovabili nel XXI secolo: costruire un futuro più sostenibile.

Prevede l'obiettivo di una quota pari al 20% sulla quantità di energia consumata nell'UE entro il 2020, nonché misure atte a promuovere lo sviluppo delle FER nei

settori dell'elettricità, dei biocarburanti, del riscaldamento e del raffreddamento.

Pacchetto "Energia e cambiamenti climatici" – Nuova direttiva per la promozione delle fonti rinnovabili di energia – Ulteriore riduzione delle barriere amministrative e tecniche – *Position paper* del Governo Italiano.

Punta a raggiungere l'obiettivo 20/20/20, ovvero ridurre del 20% le emissioni di gas serra, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il consumo di FER.

Il pacchetto è composto da sei diversi provvedimenti legislativi.

- Sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra. A partire dal 2013 verrà istituito un sistema di aste per l'assegnazione di quote di emissione. I proventi finanzieranno misure di riduzione delle emissioni e di adattamento climatico. Obiettivo: ridurre entro il 2020 le emissioni del 21% rispetto al 2005.
- Ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni. Sono fissati obiettivi nazionali (13% per l'Italia) di riduzione delle emissioni in settori esclusi dal precedente provvedimento (trasporti stradali e marittimi tra gli altri). L'obiettivo comunitario (riduzione del 10%) sarà ottenuto mediante un sistema di diritti di emissione scambiabili.
- Cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio. Previsti dodici progetti dimostrativi finanziati dai proventi delle aste per le emissioni. Le centrali elettriche dovranno dotarsi di impianti di stoccaggio sotterranei.
- Accordo sulle energie rinnovabili. Fissati obiettivi nazionali di consumo di energia da fonti rinnovabili (17% per l'Italia, 20% nell'UE) da conseguire entro il 2020. Per i trasporti la quota fissata è del 10% e vengono fissati criteri per i biocarburanti.
- Riduzione di CO₂ prodotta dalle auto. Fissa i livelli medi di emissioni di CO₂ delle auto nuove a 130 g CO₂/km dal 2012 e 95 g CO₂ entro al 2020. Previsti meccanismi di incentivazione attraverso multe e agevolazioni.
- Riduzione dei gas a effetto serra nel ciclo di vita dei combustibili. Fissato un obiettivo di riduzione del 6% delle emissioni di gas serra prodotte durante il ciclo di vita dei combustibili (entro il 2020). L'obiettivo potrebbe salire fino al 10% mediante uso di veicoli elettrici e acquisto di crediti previsti dal protocollo di Kyoto. Prevista inoltre una riduzione del tenore di zolfo nel gasolio di macchine non stradali.

2.3.2 L'incentivazione in Italia

In Italia la Legge 24 dicembre 2007 n. 244 (Finanziaria 2008) [15] e sue successive modifiche, ha introdotto due differenti possibilità per quanto riguarda le agevolazioni di tipo economico finalizzate a sostenere lo sviluppo degli impianti minieolici.

La prima agevolazione, valida per gli impianti fino a 200 kW di potenza di picco installata, è data dalla possibilità di vendere l'energia elettrica al gestore della rete elettrica nazionale ad una tariffa fissa onnicomprensiva di 0,30 €/kWh (300 €/MWh) per un periodo di 15 anni: in questo modo tutta l'energia prodotta viene immessa direttamente in rete ed è a disposizione di tutti gli utilizzatori finali.

In particolare la legge dice quanto segue:

“Art. 2, comma 145. La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti di cui alla tabella 3 allegata alla presente legge e di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, immessa nel sistema elettrico, ha diritto, in alternativa ai certificati verdi di cui al comma 144 e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa onnicomprensiva di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, come determinata dalla predetta tabella 3, per un periodo di quindici anni, fermo restando quanto disposto a legislazione vigente in materia di biomasse agricole, da allevamento e forestali ottenute nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte. Al termine di tale periodo, l'energia elettrica è remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387. La tariffa onnicomprensiva di cui al presente comma può essere variata, ogni tre anni, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. “

Tab. 2.1: Tabella 3 (articolo 2, comma 145), come successivamente modificata dalla Legge 99/2009, art. 42.

| | Fonte | tariffa €cent/kWh |
|---|--|----------------------|
| 1 | Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW | 30 |
| 2 | Solare (oggetto di provvedimenti specifici) | -- |
| 3 | Geotermica | 20 |
| 4 | Moto ondoso e mareomotrice | 34 |
| 5 | Idraulica diversa da quella del punto precedente | 22 |
| 6 | Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009 | 28 |
| 7 | (Abrogato) | -- |
| 8 | Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009 | 18 |

La seconda agevolazione concede, per impianti sino a 200kW, la possibilità di accedere alla modalità di scambio sul posto fra l'energia prodotta e quella assorbita, dai carichi dei medesimi utenti stessi, dalla rete nello stesso punto o in punti limitrofi (il limite di potenza in prima istanza era stato posto a soli 20 kW).

Per quanto riguarda in generale l'attuazione dei commi del suo articolo 2 che aggiorna le modalità d'incentivazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, la Legge n. 244/2007 recita esattamente:

Art. 2, comma 150 .Con decreti del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sono stabilite le direttive per l'attuazione di quanto disposto dai commi da 143 a 149. Con tali decreti, che per le lettere b) e c) del presente comma sono adottati di concerto con il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, inoltre:

a) sono stabilite le modalità per assicurare la transizione dal precedente meccanismo di incentivazione ai meccanismi di cui ai commi da 143 a 157 nonché le modalità per l'estensione dello scambio sul posto a tutti gli impianti alimentati con fonti rinnovabili di potenza nominale media annua non superiore a 200 kW, fatti salvi i diritti di officina elettrica;

La stessa Legge n. 244/2007 ha introdotto anche un'importante agevolazione di tipo autorizzativo, infatti per gli impianti mini eolici di potenza inferiore a 60kW, qualora non ricadano in aree vincolate o di interesse ambientale/paesaggistico, è possibile avviare la realizzazione dell'impianto tramite una semplice Denuncia di Inizio Attività (DIA), anziché affrontare la consueta procedura per l'ottenimento dell'autorizzazione unica prevista dall'articolo 12 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Autorizzazione Unica), come avviene per tutti gli altri impianti eolici. In particolare, con riferimento al comma 5 dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003, la legge suddetta prevede quanto di seguito riportato:

Art. 2, comma 158, lettera g) *.Al comma 5, sono aggiunti, in fine, i seguenti periodi: «Ai medesimi impianti, quando la capacità di generazione sia inferiore alle soglie individuate dalla tabella A allegata al presente decreto, con riferimento alla specifica fonte, si applica la disciplina della denuncia di inizio attività di cui agli articoli 22 e 23 del testo unico di cui al Decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, e successive modificazioni. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, possono essere individuate maggiori soglie di capacità di generazione e caratteristiche dei siti di installazione per i quali si procede con la medesima disciplina della denuncia di inizio attività»;*

Tab. 2.2: tabella A (estratta dall'art. 2, comma 158)

| | Fonte | Soglie |
|---|--|--------|
| 1 | Eolica | 60 kW |
| 2 | Solare | 20 kW |
| 3 | Idraulica | 100 kW |
| 4 | Biomasse | 200 kW |
| 5 | Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas | 250 kW |

Per l'attuazione di quanto previsto dalla Legge n.244/2007 in merito alla rimodulazione dei meccanismi d'incentivazione delle rinnovabili, è stato poi emesso il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244" [3].

In particolare, questo decreto ribadisce che i titolari di impianti eolici di potenza non superiore ai 200 kW, purché entrati in servizio dopo il 31 dicembre 2007, hanno diritto di scegliere o lo scambio sul posto, cui si possono sommare gli eventuali Certificati Verdi richiesti e ottenuti per l'energia prodotta, oppure la tariffa onnicomprensiva, la cui scelta per contro esclude i Certificati Verdi.

Come per tutti gli altri produttori da fonti rinnovabili, resta comunque sempre possibile anche ai produttori minieolici di optare per la vendita dell'energia prodotta sul mercato all'ingrosso, tipicamente attraverso il GSE con contratti di ritiro dedicato, con richiesta dei relativi Certificati Verdi.

È ammessa la possibilità, per il titolare dell'impianto, di passare da un meccanismo all'altro secondo opportune condizioni (ovviamente, i periodi in cui si è beneficiato di un meccanismo vengono detratti dal periodo di godimento di quello successivo).

Per il titolare dell'impianto, i ricavi deriveranno rispettivamente:

- nel caso di scelta dello scambio sul posto, dalla tariffa evitata per la corrispondente energia elettrica che si sarebbe dovuta acquistare per l'alimentazione dei carichi, variabile a seconda delle situazioni e delle condizioni commerciali (dell'ordine di 160-200 €/MWh), e dalla vendita dei Certificati Verdi ai soggetti tenuti ad osservare l'obbligo della quota minima di elettricità da fonti rinnovabili (mediamente circa 88 €/MWh nel 2009); il periodo di godimento dei Certificati Verdi è di 15 anni dall'entrata in esercizio commerciale per gli impianti divenuti operativi dopo il 31 dicembre 2007 e di 12 anni per gli altri impianti;
- nel caso di scelta della tariffa onnicomprensiva, dalla vendita dell'energia immessa in rete (ed ammessa all'incentivazione) al GSE al prezzo di 300 €/MWh per i primi 15 anni dall'entrata in esercizio commerciale dell'impianto;
- nel caso di scelta della vendita sul mercato all'ingrosso con ottenimento dei Certificati Verdi, dalla vendita dell'energia prodotta, tipicamente attraverso contratti di ritiro stipulati con il GSE (in quest'ambito il prezzo medio è stato di 67 €/MWh nel 2009), nonché dalla vendita dei Certificati Verdi, alle condizioni appena sopra esposte.

Lo stesso Decreto Ministeriale del 18 dicembre 2008 precisa anche che, per avere

accesso agli incentivi sopra citati, gli impianti a fonti rinnovabili, oltre ad essere collegati alla rete elettrica, devono avere potenza pari o superiore ad 1 kW, come espressamente indicato nella parte dello stesso decreto di seguito riportata:

Art. 3, comma 7. Possono accedere ai meccanismi di cui ai precedenti commi (ossia gli incentivi) esclusivamente gli impianti collegati alla rete elettrica aventi una potenza nominale media annua non inferiore a 1 kW.

Per l'attuazione dei due provvedimenti legislativi sopra citati (Legge n. 244/2007 e D.M. 18 dicembre 2008), per quanto riguarda in particolare la tariffa onnicomprensiva e lo scambio sul posto, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha poi emesso a sua volta la Delibera ARG/elt 1/09, in cui si specificano ulteriori dettagli operativi.

Essendo il valore dei Certificati Verdi legato, almeno in parte, al mercato dell'energia e la tariffa di acquisto, nel caso di scambio sul posto, piuttosto bassa rispetto alla tariffa media di acquisto dell'energia da parte degli utenti finali risulta evidente come sino ad ora sia risultato più conveniente la scelta della tariffa onnicomprensiva per la maggior parte degli impianti.

2.4 Regime autorizzativo

Da quanto illustrato precedentemente è evidente come, già a livello nazionale, le procedure per l'ottenimento delle autorizzazioni, la realizzazione, la connessione alla rete elettrica nazionale ed infine l'esercizio di un impianto mini eolico possono variare sensibilmente a seconda della taglia dell'impianto in questione, dovendosi intendere in questo caso come limite superiore per il minieolico la potenza di 200 kW indicata dalla Legge n. 244/2007 e dal D.M. del 18 dicembre 2008.

2.4.1 Procedure per l'autorizzazione degli impianti

Per gli aerogeneratori con un diametro rotore inferiore ad 1m ed altezza della torre non superiore ad 1,5 sia a livello nazionale che, generalmente, a livello locale viene applicata la normativa che regola le attività libere secondo la quale non è richiesta alcuna autorizzazione preventiva all'installazione; tuttavia permangono le procedure descritte nel capitolo seguente qualora si voglia immettere l'energia elettrica nella rete di distribuzione nazionale.

Per gli impianti di potenza inferiore a 60 kW (o a diversa soglia eventualmente decisa dalla Regione competente o relative provincie delegate) il permesso a costruire è costituito dalla presentazione, all'apposito sportello del Comune in cui si trova il sito d'installazione, di DIA (Denuncia di Inizio Attività), sottoscritta da un professionista incaricato e corredata dalla documentazione richiesta. Fatto salvo eventuali

prescrizioni locali più vincolanti, vale la norma del silenzio assenso, quindi se entro 30 giorni il Comune non richiede ulteriore documentazione o comunque non avanza obiezioni, i lavori possono avere inizio.

È da notarsi come le più recenti norme (art. 49 del D.L. 31 maggio 2010, n. 78 - Misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica) lascino intendere che la procedura di DIA venga sostituita dalla SCIA (Segnalazione certificata di inizio attività), ovvero che l'inizio dei lavori possa avvenire immediatamente dopo la presentazione della segnalazione senza la necessità di attendere 30 giorni; tale interpretazione non è tuttavia ancora stata chiarita dal legislatore né è condivisa da tutte le amministrazioni pubbliche.

Per gli impianti oltre la soglia di 60 kW si applica invece la procedura generale prevista dall'articolo 12 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 procedura di Autorizzazione Unica da istituirsi, generalmente, presso l'ufficio competente della Provincia delegata dalla Regione sul cui territorio ricade l'impianto.

È importante ricordare che, in conseguenza del medesimo art. 12 della legge 387, la realizzazione di impianti da fonti rinnovabili, di qualsiasi taglia, rientra tra le opere di pubblico interesse urgenti ed indifferibili per le quali è fissato un limite di 180 giorni, salvo richieste di integrazioni, entro il quale deve essere rilasciata l'autorizzazione o motivato il rifiuto alla realizzazione attraverso un procedimento unico cui partecipano tutte le Amministrazioni interessate.

A livello nazionale non esistono provvedimenti legislativi che prevedano l'effettuazione di VIA (Valutazioni d'Impatto Ambientale) per i progetti eolici, ciononostante diverse Regioni hanno emesso leggi che richiedono questa procedura.

La preparazione di una VIA sarebbe, in linea di principio, consigliabile in ogni caso ai richiedenti l'autorizzazione per prevenire possibili obiezioni future, d'altronde è evidente che sia difficilmente sostenibile da un punto di vista economico la redazione di tutta la documentazione necessaria per un impianto di taglia inferiore a 200 kW.

Lo stesso articolo 12 del D.Lgs. 387/2003 [14] prevede che i Ministeri competenti e la Conferenza unificata definiscano linee guida nazionali per lo svolgimento dell'iter autorizzativo degli impianti a fonte rinnovabile; tale documento è stato completato solamente il 10 Settembre 2010 con l'emanazione del decreto pubblicato in gazzetta ufficiale in data 18/09/2010.

Il lungo tempo trascorso ha portato le varie Regioni a definire propri regolamenti secondo le rispettive sensibilità ed eterogeneità di approcci, sia dal punto di vista tecnico che giuridico, con un conseguente aumento della complessità e della lunghezza

delle procedure, che di norma oggi superano anche di molto il termine dei 180 giorni prescritti, soprattutto per i grandi impianti.

Se da un lato l'autorizzazione di aerogeneratori mini eolici in ambito sub-urbano è una procedura che la maggior parte degli uffici tecnici competenti può gestire mediando l'esperienza di altre infrastrutture, l'inserimento di aerogeneratori, anche molto piccoli, nei centri urbani veri e propri rappresenta ad oggi ancora una grande incognita, derivata sia dalla mancanza di giurisprudenza in merito che per potenziali contenziosi con i residenti in vicinanza dello stesso.

tabella 1: Principali norme regionali per installazione di impianti da fonti rinnovabili. [42]

| Norme | Procedure | Norme | Procedure |
|--|---|---|---|
| ABRUZZO | | MOLISE | |
| L.r. 27/2006, Dgr 351/2007 e s.m. | DIA per impianti fino a 20kW ed eolici fino a 60kW. Semplificate le procedure per gli impianti fino a 200kW e quelli installati su elementi di arredo urbano e viario, sulle superfici esterne degli involucri edilizi anche non integrati. | L.r. 15/2008 | Per gli impianti eolici sono fissate fasce di rispetto. Nessuna limitazione per gli impianti fotovoltaici integrati. Fasce di rispetto per strade, coste e fiumi. |
| BASILICATA | | PIEMONTE | |
| L.r. 9/2007, L.r. 31/2008 e L.r. 47/2008 (1) | Sottoposti a verifica tutti gli impianti Fv (esclusi quelli integrati o parzialmente integrati che occupino un'area inferiore a 2000mq-1000mq nelle aree protette). Verifica per tutti gli impianti eolici. | L.r. 40/1998, L.r. 44/2000 L.r. 23/2002 | DIA per impianti Fv fino a 20kW. Verifica di impatto ambientale per tutti gli impianti eolici. |
| CALABRIA | | PUGLIA | |
| L.r. 42/2008 | DIA per gli impianti Fv fino a 20kW ed eolici fino a 60kW (a meno di altri vincoli). DIA o comunicazione al comune per gli impianti Fv fino a 500kW integrati nei tetti degli edifici. | L.r. 31/2008 | DIA per gli impianti fino ad 1 mW e per gli impianti eolici realizzati dagli enti locali o finalizzati all'autoconsumo costituiti da un solo aerogeneratore. |
| CAMPANIA | | SARDEGNA | |
| Dgr 500/2009 | DIA per gli impianti Fv fino a 20kW ed eolici fino a 60kW (a meno di altri vincoli). | Dgr 30/2008 e Linee guida allegate | DIA per gli impianti fino a 20kW e per quelli totalmente o parzialmente integrati. Parere sulla compatibilità paesaggistica per gli impianti eolici fino a 60kW. |
| EMILIA ROMAGNA | | SICILIA | |

| Norme | Procedure | Norme | Procedure |
|---|---|------------------------------------|---|
| L.r. 26/2004 | DIA per gli impianti fotovoltaici fino a 20kW ed eolici fino a 60kW. | Dgr 1/2009 | DIA per impianti fotovoltaici fino a 20kW e per tutti quelli integrati o aderenti ai tetti degli edifici o per gli impianti fotovoltaici fino a d 1 MW installati su edifici pubblici. DIA per impianti eolici fino a 60kW. |
| FRIULI VENEZIA GIULIA | | TOSCANA | |
| L.r. 30/2002 | Ogni Provincia adotta proprie procedure diverse. | L.r. 39/05, Dgr 390/08 | DIA per impianti fotovoltaici fino a 20kW ed eolici fino a 60 kW. |
| LAZIO | | PROVINCIA DI BOLZANO | |
| Dgr 517/2008 | Liberi gli impianti Fv fino a 20kW e 5kW eolici. Esonerati gli impianti Fv sopra le coperture dei manufatti a destinazione agricola e industriale e quelli a terra in zone industriali o agricole (fino a 200kW). | Legge prov. 1/2008, art. 68 e s.m. | Necessaria autorizzazione paesaggistica per gli impianti eolici. No AU per impianti fotovoltaici fino a 20kW ed eolici fino a 60kW. |
| LIGURIA | | UMBRIA | |
| L.r. 22/2007, Lr 16/2008, Lr 45/2008 | DIA per gli impianti Fv fino a 20kW, pannelli solari termici da 20 a 100m ² , eolici fino a 60 kW. Comunicazione preventiva al Comune in altri casi di minore impatto. | L.r. 5/2008 Dgr 561/2008 | DIA per impianti fotovoltaici 20kW ed eolici fino a 60kW. |
| LOMBARDIA | | VALLE D'AOSTA | |
| L.r. 26/2003 | Ogni Provincia adotta proprie procedure diverse. | L.r. 23/2005 e Dgr 343/2006 | Non esistono disposizioni specifiche. La legge regionale di VIA-VAS indica le taglie per l'assoggettabilità degli impianti. |
| MARCHE | | VENETO | |
| L.r. 6/2007 | DIA per impianti fotovoltaici fino a 20kW o integrati nei tetti e per impianti eolici fino a 60 kW. VIA per impianti fotovoltaici di oltre 5000mq. | Dgr 2204/2008, Dgr 1192/2009 (3) | DIA per gli impianti fotovoltaici fino a 20kW ed eolici fino a 60kW. DIA o comunicazione preventiva al Comune per fotovoltaici integrati o parzialmente integrati sui tetti degli edifici. |
| Nota: (1) bocciata dalla Corte Costituzionale con sentenza 166/2009; (2) al momento non esiste alcuna norma provinciale di riferimento; (3) piano casa. | | | |

2.4.2 Procedure per la cessione dell'energia prodotta

L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte eolica può avvenire secondo tre procedure distinte.

Certificati Verdi. Il titolare dell'impianto per ottenere i Certificati Verdi deve innanzi tutto presentare al GSE la domanda per il riconoscimento della qualifica IAFR (Impianto a Fonte Rinnovabile) per l'impianto in questione, corredandola di tutta la documentazione tecnica necessaria. Inoltre deve rivolgersi al GSE per la stipula dell'apposito contratto di ritiro dedicato, secondo quanto stabilito dalla Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 280/2007. Successivamente, secondo le modalità previste dal D.M. 18/12/2009 ed eventuali altri provvedimenti, il titolare dovrà richiedere ogni anno al GSE l'emissione dei Certificati Verdi per l'energia prodotta (a consuntivo o a preventivo), in ragione di 1 Certificato per MWh moltiplicato per un coefficiente correttivo dipendente dalla fonte (1 per l'eolico terrestre, 1,5 per l'eolico offshore). Tali certificati potranno poi essere venduti o scambiati sul mercato gestito dal Gestore del Mercato Elettrico (GME).

Tariffa onnicomprensiva. Come per i Certificati Verdi, il produttore che intende avvalersi della tariffa fissa onnicomprensiva per l'energia immessa in rete deve presentare al GSE la domanda per il riconoscimento della qualifica IAFR. Tale qualifica è propedeutica alla stipula con il GSE dell'apposito contratto di ritiro dell'energia ammessa all'incentivazione a tariffa fissa onnicomprensiva, secondo quanto previsto dalla Delibera dell'AEEG ARG/elt 1/09. Tale tariffa può essere corrisposta solamente agli impianti di potenza complessiva inferiore ai 200 kW ed è attualmente fissata a 0,30€/kWh prodotto. Inoltre a differenza del regime d'incentivazione del fotovoltaico l'energia immessa in rete, e quindi incentivata, non può essere successivamente prelevata dalla medesima utenza a costo zero.

Scambio sul posto. Le modalità per fruire di questa opzione, che il D.M. 18/12/2008 ha reso accessibile agli impianti fino a 200 kW, sono state regolate dalla Delibera dell'AEEG ARG/elt 74/08. Questa Delibera stabilisce, fra l'altro, che l'energia elettrica scambiata “è, relativamente ad un anno solare, il valore minimo tra il totale dell'energia elettrica immessa e il totale dell'energia elettrica prelevata per il tramite del punto di scambio” e definisce il contributo in conto scambio come “l'ammontare, espresso in euro e determinato dal GSE ai sensi del presente provvedimento, che garantisce, al più, l'equivalenza tra quanto pagato dall'utente dello scambio, limitatamente alla quantità di energia elettrica prelevata, ed il valore dell'energia elettrica immessa in rete per il tramite di un punto di scambio”.

Il titolare dell'impianto che intende avvalersi dello scambio sul posto deve presentare istanza al GSE e, per conoscenza, all'impresa che gli vende l'energia assorbita come utente. In caso di esito positivo, stipula con il GSE un'apposita convenzione che regola tale scambio. È da notare che questa convenzione sostituisce i normali adempimenti per l'immissione dell'energia in rete, ma non sostituisce gli adempimenti relativi

all'acquisto dell'energia prelevata, ancora in vigore. Chi beneficia dello scambio sul posto può sempre richiedere al GSE anche il rilascio dei Certificati Verdi per l'energia prodotta seguendo la procedura sopra descritta.

Di fatto, salvo rare eccezioni, la tariffa omnicomprensiva risulta la modalità d'incentivazione più conveniente per l'utente finale, soprattutto per i piccoli impianti.

Indipendentemente dal tipo di meccanismo incentivante, sono anche da ricordare le pratiche per la denuncia di apertura di officina elettrica e pagamento dei relativi oneri. Tale procedura da effettuarsi presso l'Ufficio competente per territorio dell'Agenzia delle Dogane, è necessaria solamente per gli impianti di potenza superiore a 20 kW.

I ricavi dalla vendita dell'energia e i relativi incentivi sono soggetti alle consuete imposte sul reddito di impresa (IRES, IRAP), mentre per un utente privato, ai fini dell'imposizione IRPEF, deve essere accertata la rilevanza in funzione delle finalità riconoscibili nella installazione di ogni particolare impianto.

2.4.3 Procedure per il collegamento alla rete elettrica

Il collegamento di tutti i nuovi impianti di generazione, e quindi anche dei nuovi impianti eolici, alla rete elettrica è attualmente regolato dalla Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas AEEG) ARG/elt 99/08 [18] e la successiva ARG/elt 125/10 [19]. I dettagli tecnici ed economici sono contenuti in particolare nell'Allegato A della Delibera stessa e prevedono anche varie condizioni di favore per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e gli impianti cogenerativi ad alto rendimento.

L'articolo 2 dell'Allegato A prescrive che, per potenze in immissione fino a 100 kW, il servizio di connessione sia erogato in bassa tensione (in Italia 380 V), per potenze fino a 6000 kW in media tensione (in Italia tipicamente 15-20 kV) e per potenze superiori in alta tensione (in Italia ciò avviene di norma, per l'eolico di grande taglia, al livello delle reti a 132-150 kV). La connessione degli impianti minieolici fino a 200 kW potrà quindi avvenire in MT oppure in BT se non superano i 100 kW.

L'articolo 3 dell'Allegato A stabilisce che le richieste di connessione di impianti con potenza in immissione inferiore a 10 MW devono essere presentate, con la relativa documentazione, all'impresa distributrice competente per territorio. In tale circostanza deve essere versato anche un corrispettivo (funzione della potenza) per l'ottenimento del preventivo per la connessione.

Nel medesimo Allegato vengono successivamente specificati le modalità e i tempi massimi per la realizzazione della connessione e le modalità con cui il richiedente e il gestore della rete debbono coordinare le attività ai fini dell'ottenimento delle

autorizzazioni.

In particolare, per le reti in MT la principale norma di riferimento è oggi la CEI 0-16, mentre per le connessioni in BT, essendo ancora in preparazione l'analogo documento del CEI, si fa riferimento ai documenti specifici elaborati dai gestori delle reti, come ad esempio i documenti della serie ex DK di Enel Distribuzione.

Se da un lato tali Delibere pongono dei limiti rigidi ai tempi entro i quali i gestori di rete locale sono obbligati a fornire i preventivi e realizzare gli allacciamenti, dall'altro le modifiche introdotte dalla Delibera ARG/elt 125/10 impongono il pagamento di oneri di connessione elevati (30% del valore delle opere elettriche) da sostenersi ancor prima che si sia perfezionata l'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto.

3

Aerogeneratori di piccola taglia

L'energia eolica a partire dagli anni '80 ha visto uno sviluppo a livello planetario continuo e a ritmi crescenti di anno in anno, come è ampiamente illustrato nelle statistiche delle agenzie internazionali o delle principali associazioni del settore (IEA, GWEC, EWEA, AWEA). I rilevanti incrementi di potenza installata si sono accompagnati ad un aumento della potenza nominale dei singoli aerogeneratori e a significativi progressi tecnologici che hanno condotto a migliorare il rendimento complessivo degli impianti eolici e a ridurre l'impatto ambientale: in fase d'installazione con cantieri organizzati ed attrezzature sviluppate ad-hoc; in fase d'esercizio in termini di minor rumore immesso nell'ambiente circostante e minor numero di interventi di manutenzione; in fase di dismissione e/o ripotenziamento per tramite di soluzioni progettate sia per durare più a lungo che per essere rimosse permettendo il recupero dei materiali.

L'energia elettrica da fonte eolica è generata per la quasi totalità da aerogeneratori di grandi dimensioni con potenze unitarie dell'ordine di 0,5÷5 MW, generalmente installati in gruppi, da poche unità a diverse decine, sia per quanto riguarda gli impianti sulla terraferma che quelli in mare aperto.

Tuttavia l'energia eolica si presta ad essere sfruttata anche da aerogeneratori di dimensioni e potenze di targa assai più contenute. Queste turbine sono state originariamente sviluppate e prodotte per alimentare singole utenze isolate sia di tipo domestico e residenziale, sia di tipo turistico, commerciale o industriale (rifugi di montagna, apparecchiature elettriche su imbarcazioni, stazioni meteorologiche, centraline di trasmissione nelle telecomunicazioni, alimentazione di sistemi di pompaggio o aspirazione in agricoltura, ecc...).

Aerogeneratori di questa taglia vengono definiti come “minieolici” e, talvolta, anche “microeolici”.

La definizione di “impianto minieolico” non è tuttavia universalmente condivisa. Esiste invece la norma IEC-61400-2 Ed. 2 [21] che definisce come aerogeneratore di piccola potenza quello che ha un'area spazzata dal rotore non superiore a 200 m², corrispondente mediamente a macchine di circa 50 kW di potenza nominale, come verrà illustrato in seguito: nel Regno Unito, come conseguenza di questo, sono considerati mini-aerogeneratori quelli di potenza nominale fino a 50 kW; in Danimarca ci si ferma invece a 25 kW; negli Stati Uniti la potenza varia da 50 a 200 kW a discrezione dei diversi stati; in Spagna il limite è fissato a 100 kW, così come in Germania, mentre in Canada si arriva fino a 300 kW, anche se forme di incentivazione sono previste solo fino a 100 kW.

L'attribuzione della definizione di “minieolico” ad un impianto di conversione di energia eolica in energia elettrica non è di secondaria importanza, infatti spesso nelle normative si fa riferimento a questi termini sia in relazione all'accesso a forme d'incentivazione, sia per quanto riguarda le discipline che ne regolano l'autorizzazione e l'esercizio.

Per gli aerogeneratori di taglia più piccola si utilizza spesso nel lessico comune anche il termine “microeolico” per indicare impianti di potenza compresa tra 1 e 6 kW; questa definizione pur essendo frequentemente usata non ha riscontri a livello normativo.

Tab. 3.1: schema riassuntivo degli aerogeneratori di piccola taglia (N.B. non esistono riferimenti normativi sulla presente classificazione)

| Taglia | Potenza nominale | Diametro rotore | Altezza palo | Applicazioni tipiche |
|---------|------------------|-----------------|--------------|---|
| XS | 100÷800 W | 1÷ 2 m | 2÷ 6 m | Imbarcazioni, camper, piccole utenze isolate |
| MICRO | 1÷ 6 kW | 2÷ 5 m | 6÷ 8 m | Abitazioni, strutture commerciali e PMI, installazioni a terra o su tetto anche in ambito urbano, utenze isolate o connesse alla rete elettrica |
| MINI | 6÷ 60 kW | 5÷ 18 m | 8÷ 30 m | Agriturismi, camping, villaggi, strutture commerciali, aziende agricole e PMI, per installazioni a terra e utenze connesse alla rete elettrica |
| PICCOLO | 60÷200 kW | 18÷30 m | 30÷60 m | Aziende Agricole e PMI, per installazioni a terra e utenze connesse alla rete elettrica |

Un'altra catalogazione degli aerogeneratori può essere in funzione dell'asse di rotazione del rotore: le macchine più diffuse e conosciute sono indubbiamente quelle ad asse orizzontale (*Horizontal Axis Wind Turbine – HAWT*).

Gli aerogeneratori ad asse verticale (*Vertical Axis Wind Turbine – VAWT*) hanno subito un forte calo nella ricerca e sviluppo a partire dalla fine degli anni '80, mentre nell'ultimo quinquennio si è rilevato un ritorno di interesse a livello mondiale verso questa tecnologia. Questa tendenza è sicuramente legata alla ricerca di soluzioni anche di piccola taglia che possano essere compatibili con l'ambiente antropizzato.

Dal punto di vista energetico le VAWT, generalmente, hanno una efficienza aerodinamica minore rispetto alle turbine ad asse orizzontale, a parità di area spazzata, e richiedono velocità nominali più alte per ottenere le stesse produzioni di una macchina ad asse orizzontale.



Fig. 3.1: esempi di aerogeneratori ad asse orizzontale di potenza inferiore a 200kW

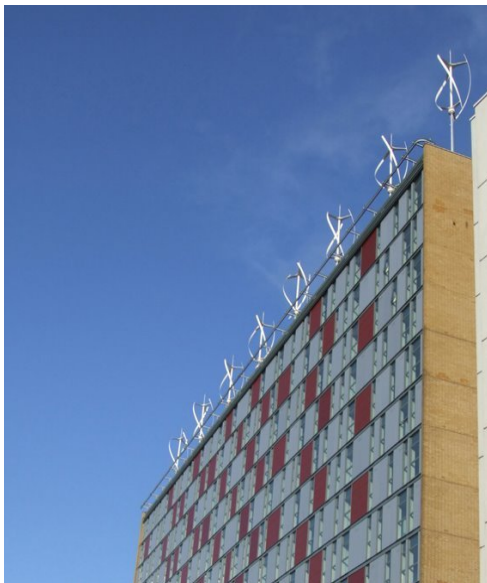


Fig. 3.2: esempi di aerogeneratori ad asse verticale

3.1 Componenti di un impianto collegato alla rete

A prescindere dal tipo di rotore, il cui scopo è quello di raccogliere l'energia cinetica

del vento per trasformarla in energia meccanica all'asse della turbina, vi sono alcuni componenti meccanici ed elettrici comuni alla maggior parte degli aerogeneratori anche di piccola taglia.

Di seguito sono descritti i principali componenti che possono essere presenti in un generico impianto eolico, (si tenga presente che alcune configurazioni non richiedono la presenza di tutti gli apparati sotto indicati):.

Trasmissione meccanica

È costituita da quegli organi che trasmettono il moto dal rotore al generatore; può anche comprendere un moltiplicatore di giri con la funzione di elevare la velocità di rotazione all'asse del rotore per adattarla a quella richiesta dal generatore elettrico. Questo componente è raramente presente nelle macchine di minore potenza come in quelle ad asse verticale, così come lo è il moltiplicatore di giri; vi sono anche modelli di mini aerogeneratori di potenza medio-alta in cui l'asse del rotore è direttamente connesso al generatore elettrico. La presenza del moltiplicatore di giri comporta maggiori pesi, riduzione del rendimento della conversione d'energia, potenziale incremento della rumorosità e riduzione dell'affidabilità complessiva della macchina, d'altro canto permette di utilizzare generatori commerciali ad elevato numero di giri riducendo in questo modo i costi della parte elettrica ed i carichi aerodinamici sul rotore che può essere dimensionato per velocità inferiori.

Generatore

Il generatore elettrico è il principale componente elettromeccanico dell'aerogeneratore ed ha il compito di trasformare l'energia meccanica in energia elettrica.

Tralasciando i classici generatori in corrente continua (dinamo), il cui uso è ormai completamente abbandonato per le macchine eoliche, si individuano due tipi di generatore elettrico utilizzati:

- **generatori sincroni** sono macchine a velocità variabile, che quindi possono essere accoppiate a rotori di turbina a velocità variabile. Il vantaggio principale è la possibilità di avere un range di funzionamento dell'aerogeneratore più ampio e semplificare il sistema di controllo di velocità del rotore; ad ogni modo il massimo rendimento del generatore si ha per una gamma di velocità piuttosto ristretta. Per il corretto funzionamento di questi generatori è tuttavia necessario l'accoppiamento con un sistema composto da raddrizzatore, inverter, filtri per la regolazione della frequenza e la stabilizzazione della corrente immessa in rete. In generale i generatori sincroni installati sui piccoli aerogeneratori hanno induttori a magneti permanenti e sono costruiti con materiali costosi, quali il neodimio o terre rare, che

però consentono migliori rendimenti, compattezza e contenimento dei pesi.

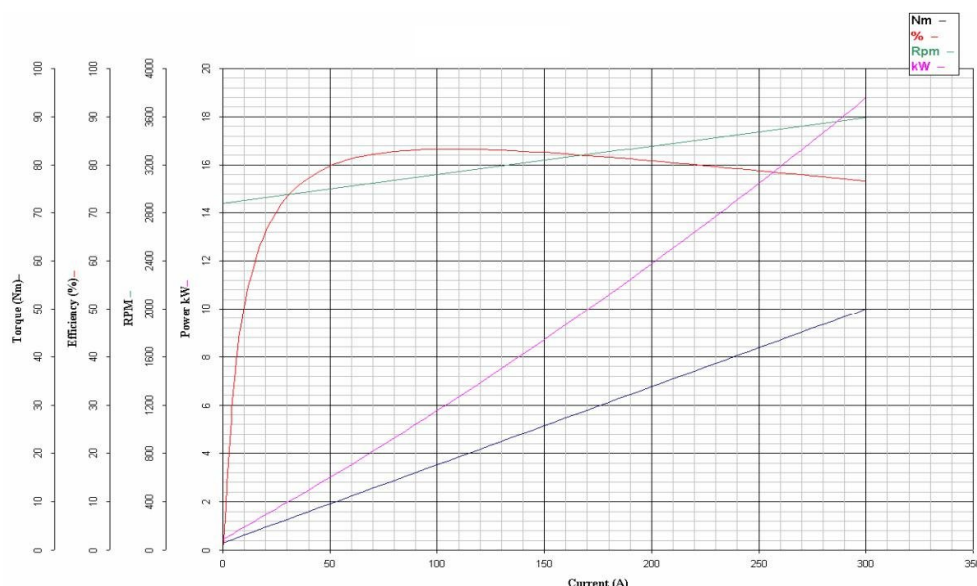


Fig. 3.3: Curva di un generatore SMP, la massima efficienza si ha per un range di velocità molto limitato

- **generatori asincroni** sono invece caratterizzati dal funzionamento a velocità di rotazione pressoché costante e forniscono direttamente una corrente alternata idonea per essere immessa in rete senza la necessità di inverter. Per contro, necessitano di un apporto di energia reattiva dall'esterno per sostenere il campo magnetico induttore.

Sistemi di controllo e sicurezza

Lo scopo principale del sistema di controllo è quello di cercare di mantenere l'aerogeneratore in funzione nella condizione più favorevole di produzione di energia anche al variare del vento o nel caso di raffiche molto forti.

Il sistema di regolazione della velocità del rotore sulle macchine più piccole è sicuramente il controllo per stallo "*stall control*". Lo stallo è il risultato della perdita di portanza dopo un angolo critico d'incidenza (intorno ai 20°) del profilo aerodinamico rispetto alla vena fluida, con conseguente riduzione dell'efficienza. In questa condizione la portanza del profilo crolla bruscamente e con essa la spinta tangenziale e, di conseguenza, la coppia disponibile all'albero. Tale sistema è utilizzato per i rotor a pale fisse, sia ad asse verticale che orizzontale: al superamento della velocità nominale il sistema di controllo mantiene costante la velocità del rotore (aumento dell'estrazione di coppia da parte del generatore). Tale approccio ha

l'indubbio vantaggio di permettere la realizzazione di un rotore economico e privo di parti mobili nonché di permettere il funzionamento dell'aerogeneratore sino a velocità del vento molto alte; d'altro canto tutti i componenti (pale, generatore e struttura) devono essere sovradimensionati dovendo resistere in funzionamento a sollecitazioni molto maggiori rispetto a rotori di altro genere.

Il controllo del passo della pala “*pitch control*” viene generalmente applicato nelle macchine più grandi per via dei suoi costi e della complessità generale richiesta. Tale sistema prevede il controllo della potenza tramite la variazione dell'angolo di calettamento delle pale sul hub: quando si raggiunge la velocità di rotazione nominale, l'attuatore modifica l'angolo di attacco degradando in questo modo il profilo aerodinamico e quindi rallentando il rotore. Il sistema di azionamento può continuare la propria azione sino al raggiungimento della configurazione a “bandiera”, dove il profilo della pala è parallelo alla vena fluida e quindi offre una resistenza pressoché nulla: tale configurazione corrisponde alle condizioni di arresto e messa in sicurezza della macchina. Questa soluzione, solitamente utilizzata nelle HAWT, è possibile anche per l'asse verticale: il ciclogiro “Giromill” è stato il primo aerogeneratore ad asse verticale ad avere utilizzato questo concetto. Generalmente questo sistema è di tipo attivo: uno o più motori azionano il sistema in relazione ai parametri rilevati da dei sensori, oppure passivo, dove l'azionamento è comandato da dispositivi meccanici centrifughi.

Quasi tutti i moderni aerogeneratori sono equipaggiati con specifici software di controllo secondo logiche proprietarie, che comandano i sistemi di controllo aerodinamici, elettrici o combinati.

Tali sistemi evoluti non solo permettono un funzionamento della turbina in un range di velocità più ampio, ma ne massimizzano anche il rendimento seguendo, istante per istante, la curva di massimo rendimento, per esempio variando la coppia frenante da applicare al generatore.

Sulle macchine ad asse orizzontale il controllo può anche agire anche attraverso l'orientamento attivo dell'imbardata della navicella “*yaw control*” qualora la macchina ne sia dotata; di frequente nelle HAWT più piccole il sistema di orientamento è di tipo passivo, ovvero l'aerogeneratore si orienta per mezzo di un timone posto sottovento.

La logica di controllo necessita per il suo funzionamento di un numero variabile di sensori a seconda del tipo di aerogeneratori, quali ad esempio:

- velocità di rotazione albero rotore;
- vibrazioni (sulle pale, navicella e torre);

- temperatura generatore elettrico;
- temperatura organi meccanici;
- intensità e direzione del vento.

Spesso poi, per garantire la sicurezza si adotta il principio della ridondanza, affiancando ai sistemi di controllo uno o più sistemi di emergenza di tipo meccanico o elettromeccanico su un circuito indipendente, in grado di portare la macchina nella posizione di arresto di sicurezza in caso di mancato funzionamento della rete o di superamento della velocità limite di progetto.

Il sistema di protezione contro i fulmini non è sempre presente, soprattutto negli impianti eolici di taglia più piccola, mentre è sempre installato in quelli di taglia maggiore.

Sono numerosi i costruttori che, assieme all'aerogeneratore e ad eventuali servizi di ingegneria ed installazione, offrono anche un sistema di monitoraggio con diverso grado di funzionalità, dal semplice dato di produzione per la verifica delle prestazioni energetiche sino al completo monitoraggio in tempo reale degli stati macchina con segnalazione immediata degli stati macchina e delle anomalie. Tali sistemi, storicamente dedicati ai grandi impianti, stanno via via diventando un valore aggiunto che viene fornito anche negli aerogeneratori più piccoli dai produttori con una consolidata esperienza.

3.2 Tipologie di rotori

Il rotore di un aerogeneratore è composto da 1 a n pale collegate ad un hub o albero centrale. I profili aerodinamici utilizzati più comunemente appartengono alla serie NACA di derivazione aeronautica, tuttavia sempre più spesso, anche nel settore del mini eolico, si vedono profili dedicati all'industria dell'eolico se non persino sviluppati ad hoc per un determinato aerogeneratore.

Storicamente le pale erano realizzate in metallo (in genere leghe leggere o in lamiera d'acciaio) o in compositi di legno. Oggigiorno questi materiali vengono usati quasi esclusivamente in macchine molto piccole o per progetti a livello di hobbistica, mentre nel settore industriale vengono preferiti materiali compositi con resine epossidiche o in poliestere, rinforzate con fibra di vetro o carbonio.

I compositi garantiscono una resistenza alle sollecitazioni a fatica molto superiore rispetto a qualsiasi materiale mono componente, permettendo inoltre, con una accurata disposizione delle fibre di rinforzo, di realizzare profili quasi perfettamente isotropi oppure maggiormente resistenti nelle direzioni degli sforzi, secondo le necessità

della progetto; infine permettono di realizzare facilmente anche pale dalla forma complessa come quelle utilizzate nelle macchine ad asse orizzontale.

3.2.1 Rotore VAWT

Per i rotori ad asse verticale l'estruso di alluminio o la poltrusione sono le soluzioni più facili e meno costose da adottare in quanto, nella maggior parte dei casi, non è necessario lo svergolamento della pala.

Spesso si utilizzano pale metalliche per piccoli rotori (< 6 metri di diametro) per motivi economici e di semplicità costruttiva: bisogna infatti ricordare che la realizzazione di uno stampo per materiali compositi è costoso e solo minimamente modificabile una volta realizzato.

I rotori possono essere classificati in due categorie a seconda di come il vento agisce sullo stesso:

- **sistemi a resistenza:** dove la pala, come una vela, si oppone al vento che preme su di essa facendola spostare e quindi generando energia meccanica. L'aria che ha colpito la pala risulta avere direzione e velocità modificate rispetto a quelle del vento, perciò alle spalle del rotore il flusso non risulta più lineare ma turbolento creando delle forze resistive che rallentano il movimento del rotore. Questi rotori hanno il principale vantaggio di riuscire ad avviarsi da soli anche con poco vento, di contro hanno un'efficienza molto bassa. I rotori di tipo Savonius sono un esempio di sistemi a resistenza (Fig. 3.4).
- **sistemi a portanza:** nei quali la pala, di forma aerodinamica, secondo il principio della portanza, sfrutta la differenza di pressione del flusso d'aria sulle sue due facce che le permette di muoversi generando così energia meccanica; generalmente tali rotori non sono in grado di avviarsi autonomamente e necessitano di un sistema di avvio assistito; d'altro canto questi sistemi hanno un rendimento mediamente superiore rispetto a quelli a resistenza.



Fig. 3.4: prototipo di rotore savonius

Esistono inoltre, diversi aerogeneratori studiati per cercare di unire i vantaggi dei sistemi a portanza e resistenza, come ad esempio tutti i rotori con albero centrale profilato: in questo modo l'albero stesso funge da vela per far partire l'aerogeneratore, al contempo le sue ridotte dimensioni rispetto al diametro del rotore ne riducono sensibilmente l'impatto negativo ad alto numero di giri.



Fig. 3.5: rotore ibrido con albero profilato

La forma ad H del rotore (H Darrieus) consente l'utilizzo di pale dritte, con ridotti costi, e garantisce buone prestazioni ad un numero di giri alto.



Fig. 3.6: aerogeneratore Darrieus con pale ad H

La forma Troposkiana permette, dal punto di vista strutturale, la migliore distribuzione degli sforzi in quanto distribuiti in tensione (Fig. 1 e Fig. 2), garantendo un ottimo bilanciamento del rotore.



Fig. 3.7: aerogeneratore con rotore di forma Troposkiana

L'albero centrale funge da concentratore su tutto il rotore della turbina permettendo l'aumento delle prestazioni a bassi regimi di vento, ma causando al contempo delle perdite di efficienza globali.

Le pale a forma elicoidale, di più difficile realizzazione, permettono di ridurre il rumore aerodinamico e la fluttuazione di coppia con conseguente aumento della vita utile per

sollecitazioni a fatica. D'altro canto questa conformazione richiede soluzioni più complesse per il fissaggio delle pale, che possono essere realizzate in materiali diversi dai compositi solo per piccoli angoli di svergolamento. Dal punto di vista estetico la pala viene percepita più sottile e leggera risultando quindi maggiormente gradevole e meno invasiva.

Per questo tipo di rotori assume un ruolo fondamentale, sia dal punto di vista strutturale che della produzione energetica, la tipologia e la configurazione geometrica del sistema di collegamento tra le pale e l'albero rotore:

- Razze inclinate con o senza albero: la razza inclinata permette di ridurre il problema delle vibrazioni in testa, ma complica l'attacco della razza alla pala. Inoltre la piegatura, in caso di componenti metallici, potrebbe provocare una durata inferiore della vita a fatica del componente (Fig. 3.8).
- Razze diritte con albero: è la soluzione più semplice ed economica in quanto permette la realizzazione della razza da un estruso in metallo ed evita lavorazioni su di essa; come svantaggio vi è la necessità di realizzare di un albero interno piuttosto lungo, montato a sbalzo e collegato tramite dei cuscinetti. Tutto richiede sicuramente l'impiego di cuscinetti conici maggiorati e presenta problemi di vibrazioni che vengono ritrasmessi alla struttura sottostante (Fig. 3.9).



Fig. 3.8: rotori a pale inclinate con e senza albero centrale

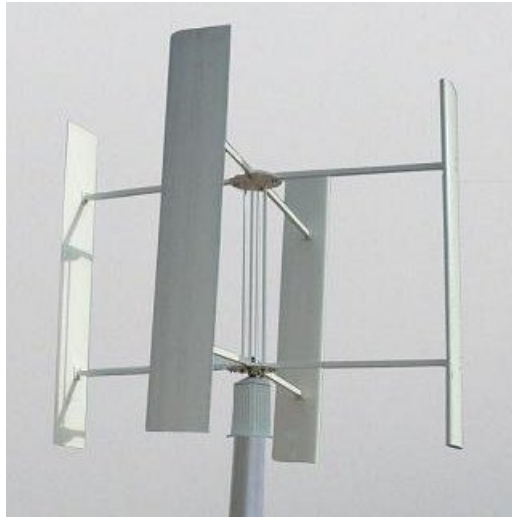


Fig. 3.9: rotore a pale dritte con albero

Dal punto di vista meccanico ed aerodinamico la soluzione ideale prevede che le razze siano collegate all'estremità della pala; d'altra parte questa soluzione è limitata sia dalla lunghezza dell'albero che dal punto di vista economico, quindi viene adottata solamente per piccole macchine, dove si può arrivare anche a realizzare l'assieme pala-razza in un unico blocco per stampaggio.

3.2.2 rotore HAWT

Il rotore ad asse orizzontale tripala è sicuramente quello che nell'immaginario collettivo rappresenta maggiormente il concetto di aerogeneratore eolico.

Precedentemente si è accennato allo sviluppo dello studio dei profili per gli aerogeneratori in generale; tali studi hanno portato alla creazione di un nutrito database di profili appositamente studiati per l'industria eolica di macchine HAWT, come ad esempio quelli della NREL o del Delft Institute, di cui si dispongono studi e prove tali da diventare un solido punto di riferimento per i produttori di aerogeneratori.

I grandi benefici prestazionali, in termini di resistenza agli sforzi, dei materiali compositi hanno fatto sì che la maggior parte dei rotori venissero costruiti con un loro ampio impiego (il legno è tuttora utilizzato solamente per piccoli aerogeneratori auto costruiti o per prototipi).

I rotori ad asse orizzontale con 2 o tre pale sono indubbiamente quelli più utilizzati in relazione alla produzione di energia; ciò può essere compreso intuitivamente come conseguenza della definizione di solidità del rotore:

$$\sigma = \frac{\text{superficie totale delle pale}}{\text{area spazzata}}$$

Qualitativamente la solidità rappresenta l'area del tubo ideale effettivamente occupata dal rotore, di conseguenza macchine con una solidità alta avranno coppie all'avvio basse e velocità di rotazione inferiori rispetto a macchine dotate di rotori con poche pale.

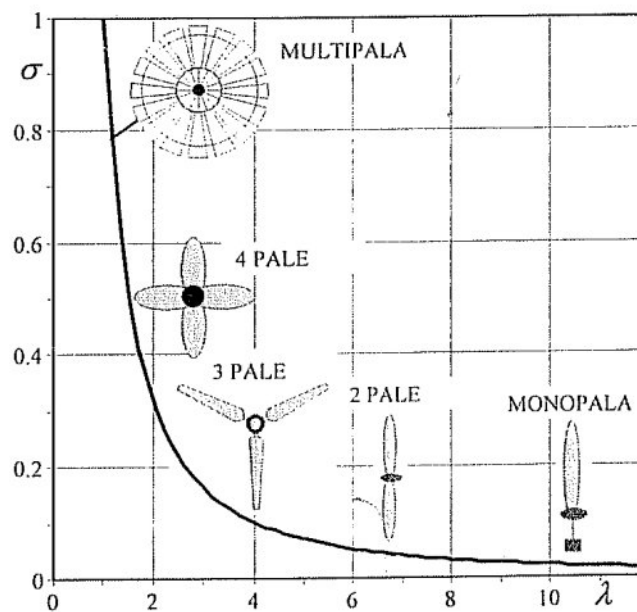


Fig. 3.10: solidità in funzione di λ in relazione al numero di pale del rotore (fonte: [34])

Indipendentemente dal numero di pale gli aerogeneratori ad asse orizzontale possono essere di tipo sottovento oppure sopravvento:

- nel primo caso il rotore si può allineare autonomamente alla direzione del vento e le pale possono essere molto flessibili, di contro la torre costituisce un ostacolo e quindi l'efficienza è minore;
- nella seconda ipotesi il rotore ha bisogno di un sistema attivo o passivo per l'orientamento e deve essere mantenuto ad una distanza dalla torre tale per cui le pale in flessione non la sfiorino; non vi sono però perdite di efficienza e la distribuzione dei carichi sulla torre è migliore.

3.2.3 Confronto tra le tecnologie disponibili

Si è già in parte accennato, e verrà ulteriormente approfondito nei capitoli successivi, come non esista in assoluto un rotore/generatore migliore rispetto ad un altro; vi sono tuttavia alcune peculiarità dei rotori in relazione all'integrazione nei paesaggi urbani e sub-urbani che è utile sintetizzare.

| ASPETTO | VAWT | HWT |
|-----------------------------|---|---|
| integrazione strutturale | carichi gravitazionali e di spinta mediamente contenuti | carichi di spinta orizzontale maggiori |
| | carichi ciclici a frequenze elevate | limitati carichi ciclici per la struttura |
| integrazione paesistica | l'asse verticale trova maggiori somiglianze negli elementi naturali quali alberi | |
| integrazione architettonica | la maggior varietà di tipologie permette una maggior flessibilità per quanto riguarda la compatibilità con gli aspetti estetici e di design del costruito e degli elementi di arredo urbano | |
| dimensioni | | a parità di produzione energetica occorre un'area spazzata inferiore |
| efficienza aerodinamica | | efficienza aerodinamica complessiva maggiore a parità di potenza |
| efficienza aerodinamica | indipendenza dalla direzione del vento | il tempo necessario ad orientare il rotore nei cambi di direzione del vento corrisponde ad una mancata produzione di energia |
| rumore | la velocità periferica mediamente inferiore corrisponde ad un minor rumore aerodinamico | |
| altezza del supporto | nel caso dell'integrazione architettonica il supporto può avere una lunghezza inferiore per portare il rotore al di fuori dell'area di turbolenza generata dall'edificio stesso | |
| sicurezza percepita | | mediamente i rotori ad asse orizzontale hanno una velocità di rotazione inferiore che favorisce la percezione da parte delle persone di qualcosa di sicuro, o quantomeno, controllabile |

3.3 Certificazione e norme CEI

La normativa tecnica riguardante in modo specifico gli aerogeneratori e gli impianti

eolici è curata in Italia dal CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), nel cui ambito opera il CT 88 "Sistemi di generazione a turbina eolica".

In questo settore, il CEI recepisce e pubblica a livello nazionale le Norme Europee (EN) del CENELEC (*Comité Européen de Normalisation Électrotechnique*). Queste ultime sono a loro volta tratte, in gran parte, dai corrispondenti documenti messi a punto, a livello internazionale, del CT 88 "Wind Turbines" della IEC (*International Electrotechnical Commission*). Il CENELEC, da parte sua, si riserva di predisporre ulteriori norme su argomenti non coperti dalla IEC, soprattutto nel caso in cui tali norme siano richieste, ad esempio, ai fini dell'applicazione di particolari Direttive dell'Unione Europea.

Oltre alle norme specifiche del settore eolico, sono poi da tenere sempre presenti anche le varie altre norme applicabili, in particolare quelle relative ai sistemi di produzione di energia "tradizionali" ed alle macchine in genere.

È innanzitutto importante ricordare che la Legge 1° marzo 1968, n. 186, stabilisce che componenti e sistemi degli impianti elettrici devono essere realizzati secondo la regola d'arte esistente al momento della fabbricazione, e che la loro conformità ai requisiti delle norme CEI in vigore significa automaticamente che tali componenti e sistemi sono costruiti a regola d'arte.

In linea di principio, l'osservanza delle norme CEI è volontaria ed è quindi sempre possibile, per chi sviluppa impianti eolici, acquistare componenti, in particolare aerogeneratori, costruiti e certificati con riferimento ad altre norme. Tuttavia, in caso di danni a terzi, secondo la legge italiana sarebbe a carico dell'acquirente dimostrare che i criteri da lui adottati comportano almeno lo stesso livello di sicurezza delle norme CEI in vigore. Le responsabilità di tutti i soggetti coinvolti (datori di lavoro, installatori, progettisti, ecc.) sono diventate ancora più precise con l'entrata in vigore del Decreto Legislativo del 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

Per quanto riguarda il settore eolico, in Italia non esiste alcun obbligo generale di produrre certificazioni della rispondenza degli aerogeneratori alla normativa tecnica del settore eolico, né per accedere agli incentivi economici, né per l'autorizzazione dell'impianto.

Di solito però la certificazione dell'aerogeneratore viene richiesta dalle banche agli investitori come condizione per finanziare i progetti di impianti eolici, anche di piccola taglia, in alternativa ad una costosa *due diligence* del progetto.

In ogni caso le macchine devono comunque rispettare anche le Direttive Europee

applicabili, in particolare la Direttiva di compatibilità elettromagnetica 2004/108/CE, la Direttiva Bassa Tensione 2006/95/CE e la Direttiva Macchine 2006/42/CE, nonché tutte le norme relative agli apparati collegati alla rete nazionale secondo le direttive dell'AEEG (cfr. §2.4.3).

Il nucleo principale delle norme per il settore eolico è costituito dalla serie CEI EN 61400, che comprende diversi documenti dedicati alle problematiche principali degli aerogeneratori ([20] -[28]).

Le attività della IEC proseguono tuttora. Sono a diversi stadi di sviluppo lavori che produrranno nuove norme, che presumibilmente verranno anche recepite dal CENELEC come EN mirate a creare chiarezza per quanto riguarda la normativa dei piccoli aerogeneratori.

Infatti se da un lato vi è la norma CEI EN 61400-2 “Turbine eoliche – Parte 2: Prescrizioni di progettazione degli aerogeneratori di piccola taglia” che fornisce prescrizioni per la progettazione dei piccoli aerogeneratori con area spazzata inferiore a 200 m^2 , dall'altro la mancanza dell'obbligatorietà della rispondenza alle norme e la complessità delle procedure legate alle stesse hanno permesso il perdurare di una diffusa mancanza di chiarezza sull'argomento da parte di molti fornitori.

Nel frattempo, per ovviare a questo inconveniente, alcune associazioni nazionali come la BWEA, la AWEA e la CanWEA (associazioni eoliche rispettivamente di Gran Bretagna, U.S.A. e Canada) hanno sviluppato propri documenti sulla base IEC 61400-2 per favorire l'adozione della certificazione da parte dei produttori e contemporaneamente andare a fornire prescrizioni stringenti per quegli aspetti per i quali la normativa IEC lascia ancora spazio alla discrezionalità.

Appare quindi provvidenziale lo sforzo intrapreso dalla IEC per arrivare alla messa a punto di una Terza Edizione della IEC 61400-2 che dovrebbe finalmente comprendere, in un unico documento, un insieme esaustivo di requisiti applicabili con uno sforzo accettabile dagli aerogeneratori di piccola taglia. Tale documento dovrà aspettare ancora un anno circa per giungere alla sua pubblicazione definitiva, dopodiché dovrà essere recepito dai vari Stati.

Quanto appena esposto vale per gli aerogeneratori di area spazzata sotto i 200 m^2 (circa 50 kW di potenza). Per quelli fino ai 200 kW il quadro normativo rimane quello, assai più complesso, che si applica a tutti gli aerogeneratori. Anche per questo aspetto si è in attesa di un documento della BWEA che dovrebbe fornire le prescrizioni per i cosiddetti aerogeneratori *mid size* e servire da base per nuove norme IEC per questo

segmento.

Se da un lato una complessità eccessiva di norme molto frammentate soffocano il mercato ed i produttori, dall'altro non è possibile pensare che vi siano le stesse prescrizioni per un aerogeneratore da 100kW che per uno da 5 MW.

3.4 Stato dello sviluppo

3.4.1 stato installazioni a livello globale

Gli Stati Uniti sono indubbiamente il mercato più grande a livello mondiale sia per quanto riguarda i produttori di aerogeneratori di piccola taglia che per il numero di installazioni.

Dai dati raccolti sull'andamento del mercato dei generatori minieolici nei report annuali dell'associazione AWEA (American Wind Energy Association)[35], la situazione del mercato negli USA e, globalmente, a livello mondiale a tutto il 2008 era la seguente:

- mercato minieolico negli Stati Uniti:

17.4 MW installati nell'anno;

crescita del 78% rispetto al 2007;

10400 unità installate nell'anno;

77 milioni di US\$ di mercato nell'anno.

- mercato minieolico globale nel 2008:

33.6 MW installati nell'anno;

crescita del 53% rispetto al 2007;

18900 unità installate nell'anno;

156 milioni di US\$ di mercato nell'anno.

È importante ricordare che per il mercato americano sono considerati impianti mini eolici le macchine sino a 100 kW di potenza.

Sempre secondo AWEA, negli USA dal 2001 al 2010 le vendite, nonostante la crisi finanziaria, sono più che quintuplicate in termini di potenza installata e con esse il giro d'affari; le proiezioni al 2013 indicano uno sviluppo esponenziale della capacità installata, che salirebbe dagli 80 MW di fine 2008 a ben 1700 MW nel 2013.

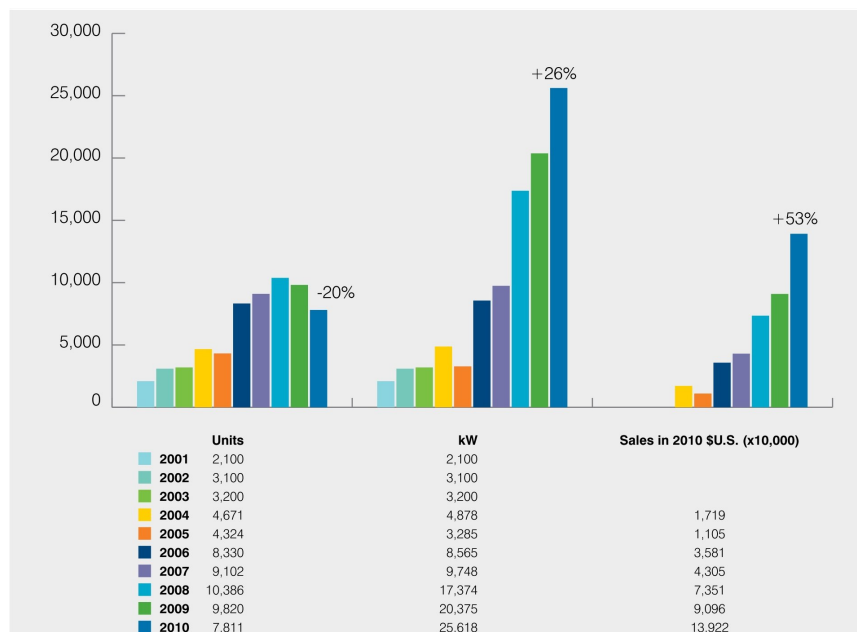


Fig. 3.11: andamento del mercato negli Stati Uniti

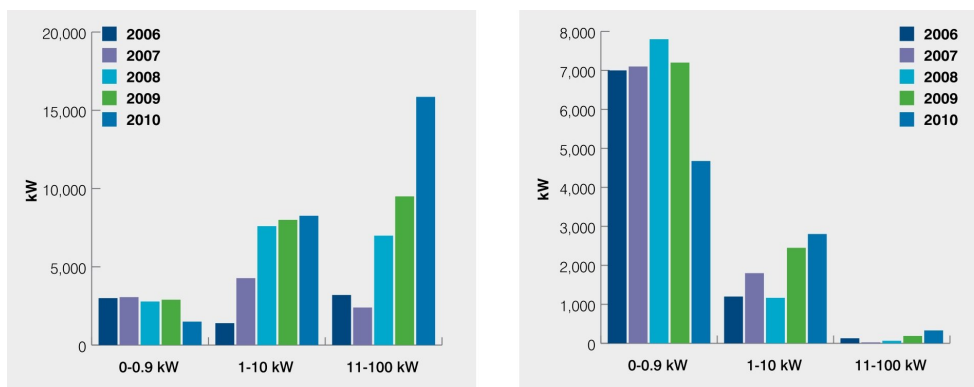


Fig. 3.12: vendite negli Stati Uniti suddivise per taglia dell'impianto

Nel sito della BWEA (British Wind Energy Association)[38] è documentato lo sviluppo del mercato nel Regno Unito, uno degli stati che per primo e maggiormente ha investito nel settore.

Anche nel Regno Unito il mercato minieolico è fotografato in continua crescita.

In particolare, considerando solo le macchine da 1,5 kW a 50 kW, limite superiore per considerare un impianto mini eolico, si è passati da una capacità installata di 6,8 MW

a fine 2007 a 11,24 MW a fine 2008; corrispondentemente, l'energia prodotta dalle macchine della stessa taglia è stata di 10,11 GWh nel 2007 e di 16,72 GWh nell'anno 2008.

3.4.2 stato delle installazioni in Italia

Per quanto riguarda lo sviluppo del mercato italiano dei mini aerogeneratori, ad oggi non si può far riferimento a studi analoghi a quelli prodotti da AWEA o BWEA, tuttavia il GSE fornisce una statistica annuale che raccoglie tutti gli impianti che hanno conseguito la qualifica IAFR. All'interno di questi documenti è possibile ritrovare il numero ed il tipo di impianti che hanno avuto accesso alla tariffa incentivante omnicomprensiva.

Ovviamente questi dati non possono comprendere quegli impianti entrati in esercizio prima del 2008 e tutte quelle installazioni che, per vari motivi, non vengono connesse alla rete elettrica nazionale.

Dalle tabelle allegate al report 2010 [33] si può notare come la maggior parte dei nuovi impianti entrati in esercizio sia concentrata tra Puglia, Campania e Sicilia e che la quasi totalità delle installazioni comprende aerogeneratori di potenza nominale inferiore a 20 kW.

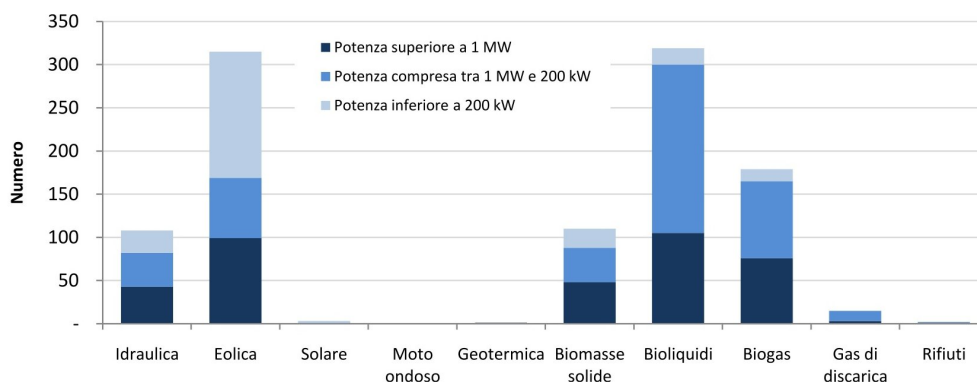


Fig. 3.13: numero impianti qualificati IAFR a progetto a fine 2010 (fonte: [33])

Facendo il raffronto con i dati pubblicati a fine 2009 si può notare la forte crescita che ha subito il settore degli impianti di potenza inferiore ai 200kW: vi sono stati infatti 50 nuovi impianti che hanno conseguito la qualifica nel 2010 e ne sono stati indicati altri 150 in fase di realizzazione per il primo semestre 2011.

Tabella 9. Impianti qualificati e entrate in esercizio tra l'1 gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010

| | A - Potenziamento | | | B - Rifacimento | | | BP - Rifacimento Parziale | | | C - Riattivazione | | | D - Nuova Costruzione | | | E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999 | | | TOTALE | | |
|------------------|-------------------|--------|----------|-----------------|--------|----------|---------------------------|--------|----------|-------------------|--------|----------|-----------------------|--------|----------|---|--------|----------|--------|--------|----------|
| | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) |
| Idrraulica | 2 | 4 | 1 | 15 | 9 | 36 | 143 | 1.201 | 1.608 | 43 | 21 | 56 | 214 | 198 | 732 | - | - | - | 417 | 1.433 | 2.432 |
| Eolica | - | - | - | 12 | 112 | 243 | - | - | - | - | - | - | 230 | 2.500 | 4.718 | - | - | - | 242 | 2.612 | 4.961 |
| Solare | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 14 | 1 | 2 | - | - | - | 14 | 1 | 2 |
| Moto ondoso | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Geotermica | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 20 | 131 | - | - | - | - | - | - | 1 | 20 | 131 |
| Biomasse solide | - | - | - | 3 | 26 | 188 | - | - | - | - | - | - | 38 | 70 | 442 | - | - | - | 41 | 96 | 630 |
| Bioliquidi | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 124 | 577 | 4.202 | - | - | - | 124 | 577 | 4.202 |
| Biogas | 3 | 6 | 23 | 8 | 9 | 51 | - | - | - | - | - | - | 195 | 138 | 965 | - | - | - | 206 | 154 | 1.039 |
| Gas di discarica | 1 | 1 | 5 | 4 | 4 | 23 | - | - | - | - | - | - | 48 | 45 | 291 | - | - | - | 53 | 50 | 318 |
| Rifiuti | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TOTALE | 6 | 11 | 29 | 42 | 159 | 540 | 143 | 1.201 | 1.608 | 44 | 41 | 187 | 863 | 3.530 | 11.352 | - | - | - | 1.098 | 4.942 | 13.715 |

Tabella 10. Impianti di potenza inferiore a 200 kW, qualificati e entrate in esercizio tra l'1 gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010

| | A - Potenziamento | | | B - Rifacimento | | | BP - Rifacimento Parziale | | | C - Riattivazione | | | D - Nuova Costruzione | | | E - Co-combustione in impianti esistenti prima del 1999 | | | TOTALE | | |
|------------------|-------------------|--------|----------|-----------------|--------|----------|---------------------------|--------|----------|-------------------|--------|----------|-----------------------|--------|----------|---|--------|----------|--------|--------|----------|
| | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) | N. | P (MW) | EI (GWh) |
| Idrraulica | - | - | - | 5 | 0 | 2 | 26 | 2 | 9 | 19 | 1 | 6 | 104 | 8 | 38 | - | - | - | 154 | 11 | 55 |
| Eolica | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 95 | 3 | 5 | - | - | - | 95 | 3 | 5 |
| Solare | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 14 | 1 | 2 | - | - | - | 14 | 1 | 2 |
| Moto ondoso | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Geotermica | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Biomasse solide | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 | 1 | 5 | - | - | - | 7 | 1 | 5 |
| Bioliquidi | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 17 | 2 | 12 | - | - | - | 17 | 2 | 12 |
| Biogas | - | - | - | 3 | 0 | 2 | - | - | - | - | - | - | 35 | 3 | 20 | - | - | - | 38 | 4 | 22 |
| Gas di discarica | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4 | 0 | 3 | - | - | - | 4 | 0 | 3 |
| Rifiuti | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TOTALE | - | - | - | 8 | 1 | 4 | 26 | 2 | 9 | 19 | 1 | 6 | 276 | 19,0 | 85 | - | - | - | 329 | 23 | 105 |

Fig. 3.14: tabelle degli impianti di potenza inferiore a 200kW (fonte: [33])

3.5 Prodotti e produttori presenti sul mercato

Al contrario di quanto spesso viene percepito dall'opinione pubblica, l'industria delle macchine eoliche di piccola taglia non è un'attività portata avanti solamente da giovani società "amatoriali" con poca esperienza alle spalle. Al contrario, a livello internazionale esistono numerosi produttori che possono vantare una presenza sul mercato di molti anni, una consolidata esperienza e volumi di vendita tutt'altro che trascurabili: un esempio su tutti è la Southwest Windpower, leader storico nel campo delle turbine micro eoliche, che ha venduto oltre 140.000 turbine nel corso di 25 anni di vita.

Di conseguenza sarebbe scorretto pensare alle compagnie impegnate nel settore come a società fragili e inadatte all'attuale contesto globale di mercato: molti degli operatori oggi sul mercato hanno resistito per anni all'assalto di nuovi concorrenti, di nuovi prodotti e di cambiamenti significativi del contesto economico. Le società produttrici di turbine di taglia micro eolica si sono specializzate nella produzione di sistemi di generazione di energia per utenze particolari, primo tra tutti il mercato delle piccole e medie imbarcazioni. Le turbine mini eoliche hanno invece conosciuto un'applicazione prevalente per la produzione di energia meccanica, principalmente per il sollevamento dell'acqua presso utenze isolate tipiche del paesaggio rurale americano.

Negli ultimi anni la crescita esponenziale del fabbisogno energetico insieme alle preoccupazioni per il cambiamento climatico hanno portato sotto i riflettori molte tecnologie fino a quel momento ritenute marginali, favorendo una serie di profondi cambiamenti all'interno dell'industria mini eolica.

La sfida dei prossimi anni per i produttori di mini aerogeneratori sarà l'industrializzazione e la commercializzazione dei propri prodotti su larga scala, facendo però anche fronte ai nuovi concorrenti: l'AWEA ha rilevato nel 2009 la presenza sul mercato americano di almeno 250 società che producevano, o stavano sviluppando, impianti eolici di piccola taglia, contro un numero di 219 solo l'anno prima e di 128 nel 2008 [46]. E' probabile che il numero di concorrenti a livello globale sia destinato ad aumentare ancora, in parte a causa di una più attenta rilevazione delle attività già in corso e, soprattutto, a causa della maggiore attrattività, giustificata o meno, che il settore ha dimostrato di avere negli ultimi anni, arrivando a suscitare l'interesse anche da parte del mercato cinese.

3.6 Aerogeneratori minieolici disponibili sul mercato italiano

Il mercato mini eolico in Italia è ancora piuttosto giovane, pertanto è ancora difficile

rendere un quadro completo e dettagliato degli operatori presenti.

Di seguito si riporta una descrizione dei principali produttori italiani di aerogeneratori sia ad asse verticale che orizzontale con potenza nominale sino a 200kW.

Aria

Nata nel settembre 2008 a Livorno, produce il modello Libellula da 55 kW, uno dei primi aerogeneratori italiani di taglia superiore a 50 kW. Attualmente sta iniziando la produzione di questa turbina nello stabilimento di Prato ed ha concluso un accordo con Enel Green Power per la distribuzione del proprio prodotto in Italia.

Bluminipower

Società fondata a Milano nel 2006, Bluminipower fa parte del gruppo italiano BluEnergy attivo anche nella realizzazione di impianti eolici di grande taglia e su altre tecnologie quali impianti idroelettrici e di cogenerazione. Seppure molto giovane, la società sta via via modificando il proprio modello di business, accantonando al momento la progettazione e costruzione di macchine proprie in favore della commercializzazione di turbine di altri costruttori.

Eolicar

La società torinese è una delle ultime iniziative nate sul territorio italiano. Frutto di una *joint-venture* tra Olicar, azienda operante nel settore dell'energy & facility management, e C.F.M, società di ingegneria attiva nel settore dell'aeronautica, Eolicar sta ultimando lo sviluppo di un prototipo da 15 kW ed ha allo studio due modelli da 6 kW e 30 kW. L'azienda è ancora in fase di start-up e collabora attualmente con l'Incubatore di Imprese Innovative del Politecnico di Torino.

EolPower

Nata nel 2006 come spin-off accademico del Dipartimento di Progettazione Aeronautica dell'Università degli Studi di Napoli Federico II, EolPower ha finora sviluppato una turbina ad asse orizzontale da 5 kW e sta collaborando con Comecart nella realizzazione di un modello da 60 kW attraverso il gruppo EolArt.

Jonica Impianti

Società pugliese con sede a Taranto, produce due modelli di aerogeneratori da 20 e 25 kW che hanno riscosso un discreto successo negli scorsi anni con decine di installazioni soprattutto nel Sud Italia. Il focus dell'azienda è soprattutto basato sulla produzione e

per questo motivo ha recentemente siglato un accordo con Bluminipower per la distribuzione della JIMP25 sul territorio italiano.

Pramac

PRAMAC, già attiva nel settore delle energie rinnovabili con i pannelli fotovoltaici, ha realizzato in collaborazione con l'architetto di fama internazionale Philippe Starck una linea di micro turbine eoliche ad asse verticale, destinate al grande pubblico. L'obiettivo è quindi quello di fornire un prodotto contenendo al massimo i costi, ma al contempo garantire semplicità di gestione ed un design ricercato.

Ropatec

A differenza degli altri produttori italiani, Ropatec ha investito solamente nella progettazione, costruzione e vendita di turbine ad asse verticale, guadagnandosi una posizione di rilievo nel settore in Italia e in Europa. Gli aerogeneratori sono pensati per essere montati sul tetto degli edifici e la loro potenza va da 1 kW a 20 kW. Di recente, Ropatec ha iniziato ad utilizzare i propri modelli in applicazioni di tipo pubblicitario, studiando soluzioni grafiche ad-hoc per i propri clienti. In questo modo il cliente può legare la propria immagine al valore della sostenibilità ambientale in relazione alla turbina eolica, oltre che stimolare la curiosità del cliente. Installazioni di questo tipo sono state realizzate sugli edifici di proprietà di rinomati marchi internazionali.

Tozzi Nord

Tozzi Nord è una società controllata dal gruppo Tozzi Holding. Attualmente la società produce e commercializza l'aerogeneratore ad asse orizzontale TN535, modello frutto di un progetto di ricerca durato quattro anni durante i quali l'azienda si è avvalsa della collaborazione delle Università di Trento, di Padova e del Politecnico di Milano. La TN535 è stata progettata per ottimizzare la produzione energetica in siti caratterizzati da una bassa-media velocità del vento. La società sta sviluppando anche una turbina ad asse verticale di potenza pari a 1,5 kW che entrerà in produzione entro la fine del 2012.

Nelle Tab. 3.2 e Tab. 3.3 sono raccolti i dati di sintesi degli aerogeneratori di potenza nominale analizzati all'interno delle attività del dottorato, mentre le relative schede tecniche di dettaglio sono riportate negli allegati al presente lavoro.

Tab. 3.2: produttori di aerogeneratori ad asse verticale commercializzati in Italia

| Produttore | Modello | P. nom. [kW] | N. pale | Diametro [m] | Area spazzata [m ²] | Altezza torre [m] | Tipi di controllo | Cut-in [m/s] | Cut-out [m/s] | V. nom. [m/s] | Provenienza |
|----------------------------------|-------------------|-----------------|------------|-----------------|---------------------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------|------------------|------------------|-------------|
| ECONOLDI | EV-06 | 6 | 3 | 4,6 | 30,0 | 6 | | 3 | 30 | 11 | Italia |
| PRAMAC | WT1kW | 1 | 3 | 1,4*1,4 | 2,1 | 4 | | 3 | 15 | 14 | Italia |
| QUITE REVOLUTION | QRS | 5 | 3 | 5*3,1 | 13,6 | 6 | | 3 | 18 | 14 | UK |
| | Easy vertical | 1 | 3 | 1,8*1,15 | 2,1 | ND | ND | 3 | - | - | Italia |
| ROPATEC | Simply vertical | 3 | 3 | 3,3*2 | 6,6 | ND | ND | 3 | - | - | Italia |
| ROPATEC | Maxi vertical | 6 | 3 | 4,7*2,5 | 11,8 | ND | ND | 3 | - | - | Italia |
| ROPATEC | Big star vertical | 20 | 3 | 8*4,3 | 34,4 | ND | ND | 3 | - | - | Italia |
| TOZZI NORD | TN1.5 | 1,5 | 3 | 1,8*2,5 | 4,5 | 3 | Frenatura reostatica | | | | Italia |
| | Turby | 2,5 | 3 | 2*2,6 | 8,2 | 6 | | 4 | 14 | 14 | Danimarca |
| Urban Green Energy Windenergy | UGE 3kW | 3 | 3 | 3*3,6 | 10,8 | 6 | | 4 | 14 | 25 | USA |
| | WE 4kW | 4 | 3 | 2*3,5 | 7,0 | 6 | | 4 | 12 | 25 | USA |

Tab. 3.3: produttori di aerogeneratori ad asse orizzontale commercializzati in Italia

| Produttore | Modello | P. nom. [kW] | N. pale | Diametro [m] | Area spazzata [m ²] | Altezza torre [m] | Tipo di controllo | Cut-in [m/s] | Cut-out [m/s] | V. nom. [m/s] | Provenienza |
|--------------------|-----------------|-----------------|------------|-----------------|---------------------------------------|-------------------------|----------------------------|-----------------|------------------|------------------|-------------|
| ACSA | A29 | 200 | 3 | 29 | 660,5 | 32 | | | | | Spagna |
| AMPAIR | Ampair 6000 | 6 | 3 | 5,5 | 23,8 | 10 | Controllo elettronico | 3 | 15 | 11 | UK |
| ARIA | Libellula 55 kW | 55 | 3 | 18 | 254,5 | 24 | Attivo | 3 | 20 | 11 | Italia |
| BERGEY | EXCEL 5 | 5 | 3 | 6,2 | 30,2 | 18 | Pitch passivo, furling yaw | 2 | - | 11 | USA |
| BERGEY | EXCEL 10 | 10 | 3 | 7 | 38,5 | 18 | Pitch passivo, furling yaw | 3,4 | 16 | | USA |
| BLUMINPOWER | Energy Ball | 2,5 | 5 | 2 | 3,1 | 12 | Pitch passivo, furling yaw | 3 | 40 | 20 | Italia |
| BLUMINPOWER | Maestrale | 20 | 3 | 8,15 | 52,2 | 18 | Timone orientativo | 3,5 | 25 | 12 | Italia |
| BORNAY | Bornay 3000 | 3 | 2 | 4 | 12,6 | ND | Attivo | 3,5 | 14 | 12 | Spagna |
| BORNAY | Bornay 6000 | 12,4 | 2 | 7 | 38,5 | ND | Attivo | 3,5 | 14 | 12 | Spagna |
| ELECTRIA WIND | GARBI' 200 | 200 | 3 | 28 | 615,8 | 34 | Attivo yaw e pitch | 3 | 20 | 11 | Spagna |
| ENDURANCE | S-250 | 5 | 3 | 5,5 | 23,8 | 27,5 | Attivo | 4 | 24 | 14 | USA |
| ENDURANCE | S-343 | 5 | 3 | 6,37 | 31,9 | 27,5 | Attivo | 4,1 | 24 | 11 | USA |
| ENDURANCE | G-3120 | 35 | 3 | 19,2 | 289,5 | 27,5 | Attivo | 3,5 | 25 | 11 | USA |
| ENDURANCE | E-3120 | 55 | 3 | 19,2 | 289,5 | 27,5 | Attivo | 3,5 | 25 | 11 | USA |
| ENERCON | E33 | 200 | 3 | 33 | 855,3 | 37 | Attivo | 3 | 25 | 11 | Germania |
| INTEGRITY | EW 15 | 50 | 3 | 15 | 176,7 | 24,4 | Attivo | 4,6 | 22,4 | 11,3 | USA |
| EOLART | EOL-CK-60 | 60 | 3 | 8,3 | 214,0 | - | Attivo | 2 | 25 | 10 | Italia |
| EOLICAR | E-W 15 | 15 | 3 | 9 | 63,6 | 18 | Controllo elettronico | 3,5 | 20 | 9 | Italia |
| EOLICAR | E-W 20 | 20 | 3 | 11,5 | 103,9 | 18 | Controllo elettronico | 3,5 | 20 | 10 | Italia |
| EOLICAR | E-W 25 | 25 | 3 | 12,5 | 122,7 | 24 | Controllo elettronico | 3,5 | 20 | 10 | Italia |
| EOLPOWER | EOL-H-5 | 5 | 3 | 5,8 | 26,4 | 8 | Variazione del passo | 2 | 35 | 9 | Italia |
| EOLTEC | Scirocco | 6 | 2 | 5,6 | 24,6 | 12 | Passivo | 2,7 | - | 11,5 | Francia |
| EVANCE | R9000 | 5 | 3 | 5,5 | 23,8 | 10 | Variazione del passo | 3 | - | 12 | UK |
| FORTIS WIND ENERGY | Passat | 1,4 | 3 | 3,12 | 7,7 | 12 | Passivo, furling yaw | 4 | - | 12 | Paesi Bassi |
| FORTIS WIND ENERGY | Montana | 5,8 | 3 | 5 | 19,6 | 12 | Passivo, furling yaw | 4 | - | 12 | Paesi Bassi |
| FORTIS WIND ENERGY | Alize | 10 | 3 | 7 | 38,5 | 12 | Passivo, furling yaw | 4 | - | 12 | Paesi Bassi |
| FUHLRAENDER | FL 30 | 30 | 3 | 13 | 132,7 | 18 | Grid stall | 2,5 | 25 | 30 | Germania |
| GAIA-WIND | GW 133/11 | 11 | 2 | 13 | 132,7 | 18 | Stallo passivo | 3,5 | 25 | 9,5 | Danimarca |

Tab. 3.4: produttori di aerogeneratori ad asse orizzontale commercializzati in Italia

| Produttore | Modello | P. nom. [kW] | N. pale | Diametro [m] | Area spazzata [m ²] | Altezza torre [m] | Tipo di controllo | Cut-in [m/s] | Cut-out [m/s] | V. nom. [m/s] | Provenienza |
|-----------------------|------------------|-----------------|------------|-----------------|---------------------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------|------------------|------------------|-------------|
| HANNEVIND | 5,5 | 5,5 | 3 | 6 | 28,3 | 15 | Yaw attivo | 3 | | 9 | Svezia |
| HANNEVIND | 11 | 11 | 3 | 10 | 78,5 | 21 | Yaw attivo | 3 | | 9 | Svezia |
| HANNEVIND | 15 | 15 | 3 | 10 | 78,5 | 21 | Yaw attivo | 3 | | 9 | Svezia |
| HANNEVIND | 22 | 22 | 3 | 13 | 132,7 | 24 | Yaw attivo | 3 | | 9 | Svezia |
| HANNEVIND | 30 | 30 | 3 | 13 | 132,7 | 24 | Yaw attivo | 3 | | 9 | Svezia |
| HANNEVIND | 45 | 45 | 3 | 18 | 254,5 | 24 | Yaw attivo | 3 | | 9 | Svezia |
| JONICA IMPIANTI | JIMP20 | 20 | 3 | 10 | 50,3 | 18 | Variazione del passo | 3,5 | 25 | 10 | Italia |
| JONICA IMPIANTI | JIMP25 | 25 | 3 | 10 | 78,5 | 24 | Variazione del passo | 3,5 | 25 | 11,5 | Italia |
| KESTREL | e400i | 3 | 3 | 4 | 12,6 | 12 | Passivo | 2,8 | - | 11 | Sudafrica |
| KLIMEKO | KGE-12,5 | 12,5 | 3 | 8 | 50,3 | 12 | Attivo | 2,5 | - | 12,5 | Italia |
| KLIMEKO | KGE-25 | 25 | 3 | 10 | 78,5 | 18 | Attivo | 2,5 | - | 12,5 | Italia |
| KLIMEKO | KGE-55 | 55 | 3 | 13,8 | 149,6 | 18 | Attivo | 2,5 | - | 12,5 | Italia |
| MKW | Gazelle | 20 | 3 | 11 | 95,0 | 13 | Passivo | 4 | 20 | 13 | UK |
| NORTHERN POWER SYSTEM | Northwind 60 | 60 | 3 | 21 | 346,4 | 30 | Attivo, imbardata | 3,5 | 25 | 14,5 | USA |
| NORTHERN POWER SYSTEM | Northwind 100 | 100 | 3 | 21 | 346,4 | 30 | Attivo, imbardata | 3,5 | 25 | 14,5 | USA |
| NORWIN | NW29-200 | 200 | 3 | 29 | 660,5 | 30 | Stallo passivo | 5 | 25 | 15 | Danimarca |
| PROVEN | Proven 7 | 3,2 | 3 | 3,5 | 9,6 | 7 | ND | 2,5 | - | 10 | UK |
| PROVEN | Proven 11 | 6 | 3 | 5,5 | 23,8 | 9 | ND | 2,5 | - | 12 | UK |
| PROVEN | Proven 35 | 15 | 3 | 9,6 | 72,4 | 15 | ND | 2,5 | - | 12 | UK |
| SOUTHWEST WINDPOWER | Skystream 3.7 | 2,4 | 3 | 3,7 | 10,8 | 8 | Passivo | 3,5 | - | 13 | USA |
| TEROM | | 50 | 3 | | | | | | | | Italia |
| TOZZI NORD | TN535 | 10 | 3 | 12,9 | 130,7 | 18 | Attivo, pitch e yaw | 3 | 16 | 6,5 | Italia |
| VENTERRA | VT10-240 | 10 | 3 | 6,7 | 35,3 | 15 | Passivo | 2,7 | - | 13 | USA |
| VERGNET | Le Grand Mistral | 200 | 2 | 32 | 804,2 | 50 | | 4 | 20 | 11 | Francia |
| WES | Tulipo | 5,2 | 3 | 5 | 19,6 | 12 | Stallo passivo | 3 | 20 | 9 | Paesi Bassi |
| WES | 18MK1 - 60 | 60 | 2 | 18 | 254,5 | 18 | Attivo | 2,7 | 25 | 12,5 | Paesi Bassi |
| WES | 18MK1 - 80 | 80 | 2 | 18 | 254,5 | 18 | Attivo | 2,7 | 25 | 12,5 | Paesi Bassi |
| WESTWIND | 3 kW | 1,8 | 3 | 3,7 | 10,8 | ND | Furling yaw | 3 | - | 14 | Irlanda |
| WESTWIND | 5 kW | 2,5 | 3 | 5,1 | 20,4 | ND | Furling yaw | 3 | - | 14 | Irlanda |
| WESTWIND | 10 kW | 4,5 | 3 | 6,2 | 30,2 | ND | Furling yaw | 3 | - | 14 | Irlanda |
| WESTWIND | 20 kW | 8 | 3 | 10,4 | 85,0 | ND | Furling yaw | 3 | - | 14 | Irlanda |
| WTIC | Jacobs 31-20 | 20 | 3 | 8,85 | 61,5 | 20 | Attivo, pitch | 2,5 | - | 11,5 | USA |
| ZEPHYR | | 1 | 3 | 1,8 | 2,5 | 9 | | 3,5 | 20 | 12,5 | Giappone |

3.6.1 Analisi comparativa degli aerogeneratori

Nei grafici seguenti (Fig. 3.15 - Fig. 3.18) sono riportate le distribuzioni del rapporto tra area spazzata dal rotore e potenza nominale sia per gli aerogeneratori ad asse verticale che orizzontale. Tale valore è un importante indice della caratterizzazione della macchina eolica perché permette di individuare rapidamente se un aerogeneratore è stato progettato per siti a basso vento o per località molto ventose.

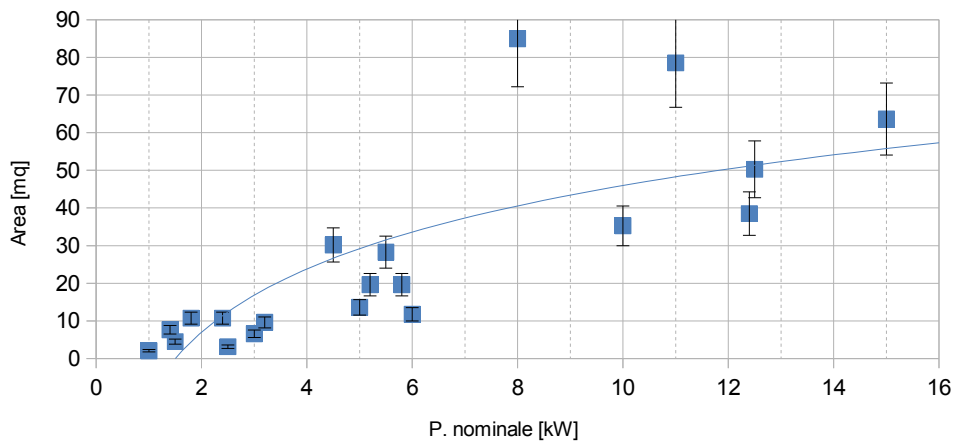


Fig. 3.15: HAWT - distribuzione del rapporto tra area del rotore e potenza nominale ($P < 20 \text{ kW}$)

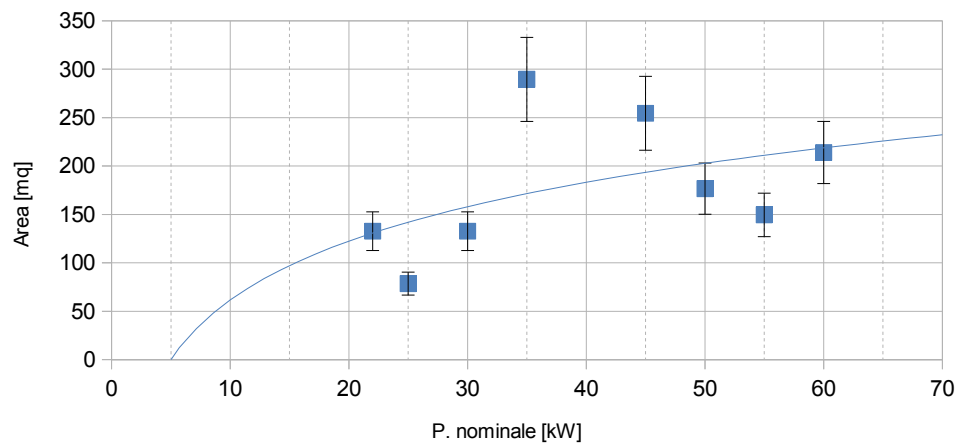


Fig. 3.16: HAWT - distribuzione del rapporto tra area del rotore e potenza nominale ($20 < P < 60 \text{ kW}$)

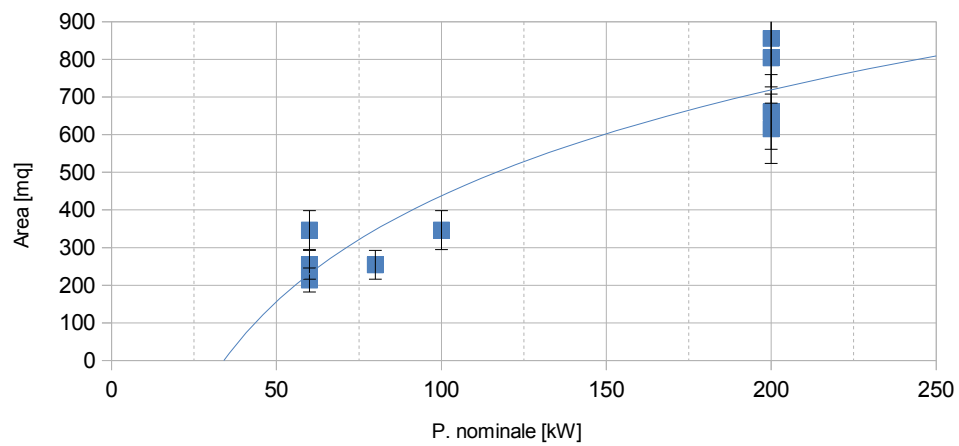


Fig. 3.17: HAWT - distribuzione del rapporto tra area del rotore e potenza nominale ($60 < P < 200 \text{ kW}$)

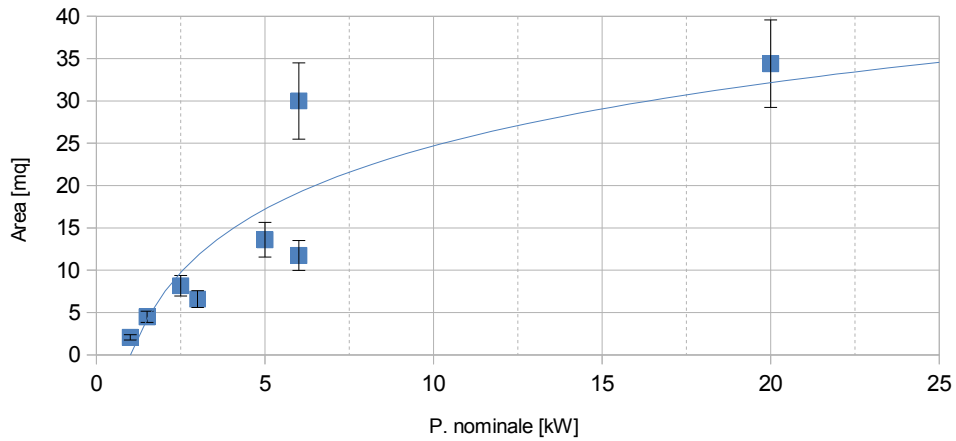


Fig. 3.18: VAWT - distribuzione del rapporto tra area del rotore e potenza nominale

In relazione alla distribuzione verticale della risorsa eolica si può notare dai grafici di Fig. 3.19 e Fig. 3.20 come la maggior parte degli aerogeneratori sino a 100 kW vengano proposti con un'altezza al mozzo del rotore compresa tra 15 e 30 metri.

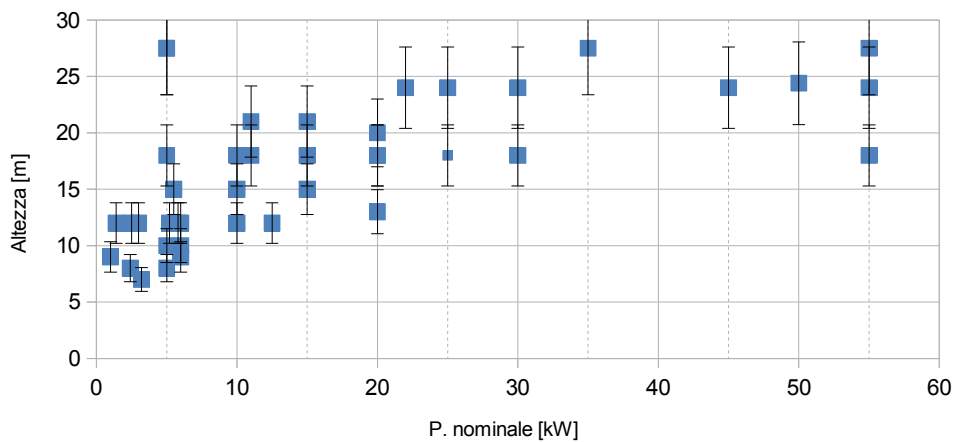


Fig. 3.19: HAWT - distribuzione del rapporto tra altezza della torre e potenza nominale ($P < 60 \text{ kW}$)

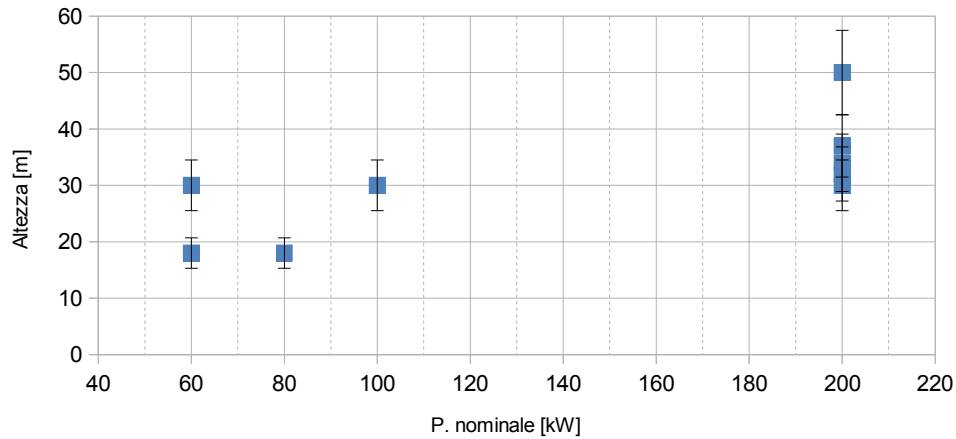
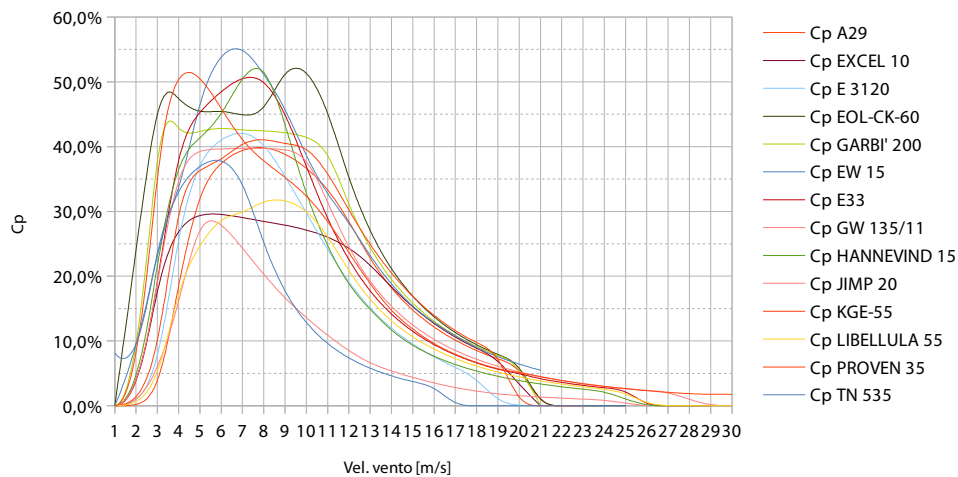
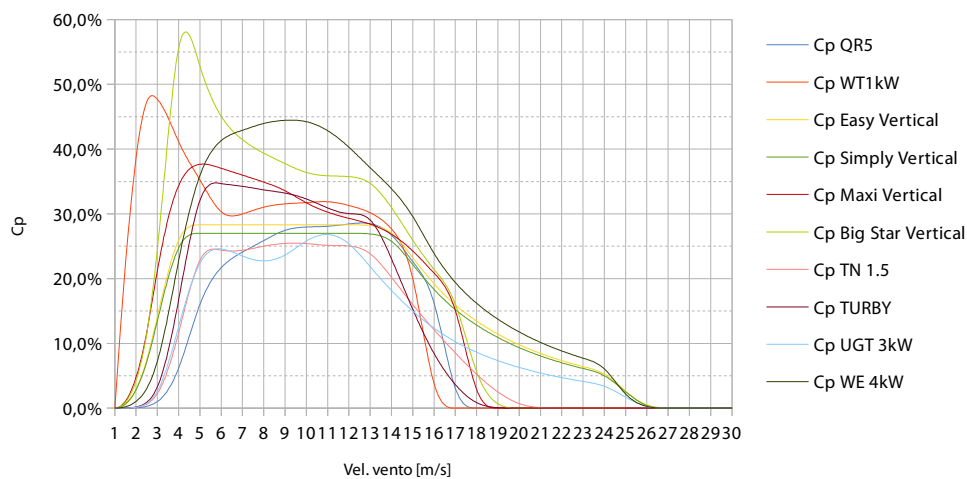


Fig. 3.20: HAWT - distribuzione del rapporto altezza torre e potenza nominale ($P > 60 \text{ kW}$)

Ulteriormente è riportato il confronto tra le curve C_p di alcuni degli aerogeneratori analizzati (Fig. 3.21 e Fig. 3.22) sia per le HAWT che VAWT. La lettura di tali grafici permette di avere rapidamente una panoramica su alcuni aspetti delle macchine molto importanti dal punto di vista energetico:

- indicazione e confronto delle prestazioni globali degli aerogeneratori;
- classe di vento di progetto dell'aerogeneratore: la posizione del picco di rendimento in relazione alla velocità del vento indica la tipologia di siti per cui l'aerogeneratore è stato ideato;
- indicazione delle reali prestazioni in siti molto ventosi: sebbene molti aerogeneratori possano rimanere in funzione anche in condizioni di vento estremo, ciò non determina una elevata produzione di energia, come si può notare dalla lettura della curva di decadimento delle prestazioni.

Tutti i dati riportati sono stati tratti dalle schede tecniche così come fornite dei rispettivi produttori.

Fig. 3.21: confronto curve C_p HAWTFig. 3.22: confronto curve C_p VAWT

Infine (Fig. 3.23 -Fig. 3.25) sono riportate le curve di produzione per gli aerogeneratori sia ad asse orizzontale che verticale utilizzate per le simulazioni energetiche e per il calcolo della produzione di energia annua.

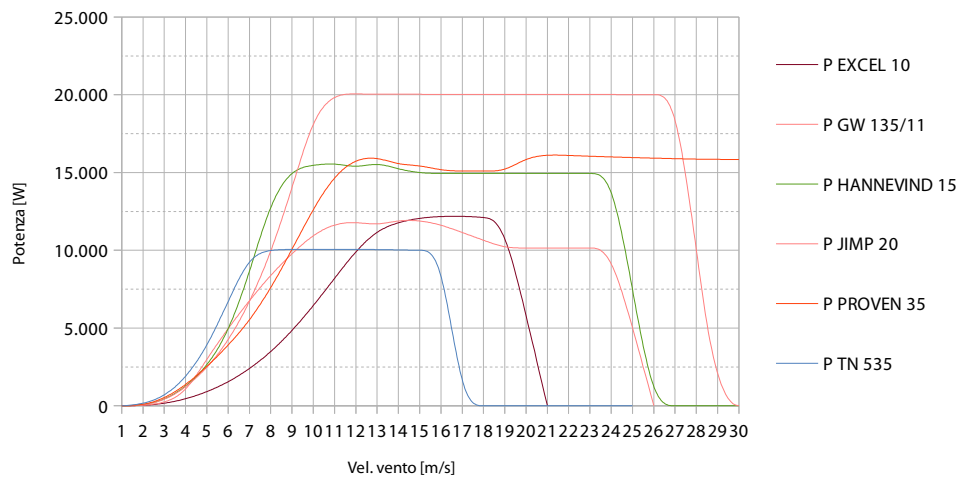


Fig. 3.23: curve potenza HAWT sino a 20 kW

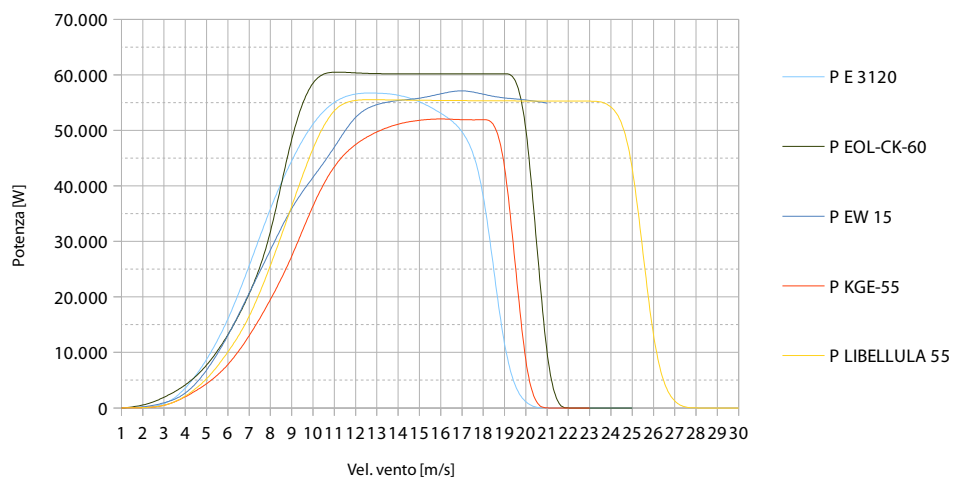


Fig. 3.24: curve potenza HAWT da 20 a 60 kW

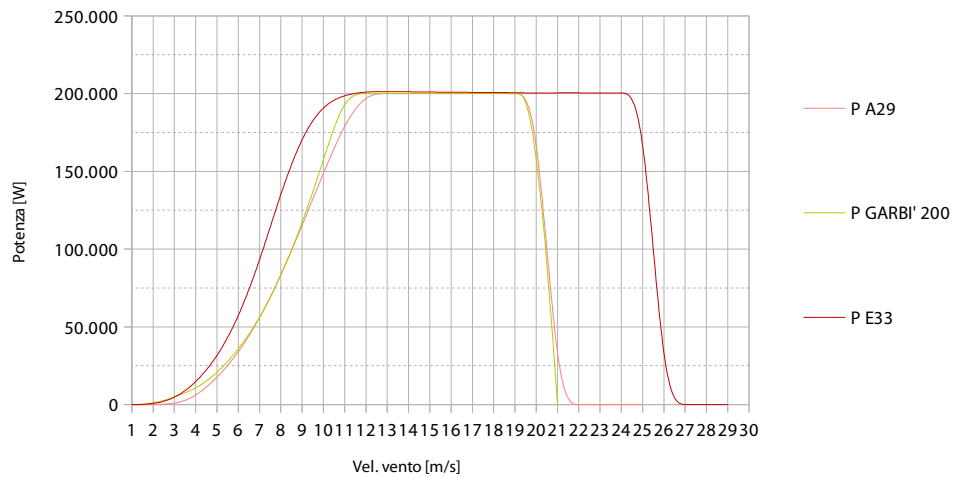


Fig. 3.25: curve potenza HAWT da 60 a 20 kW

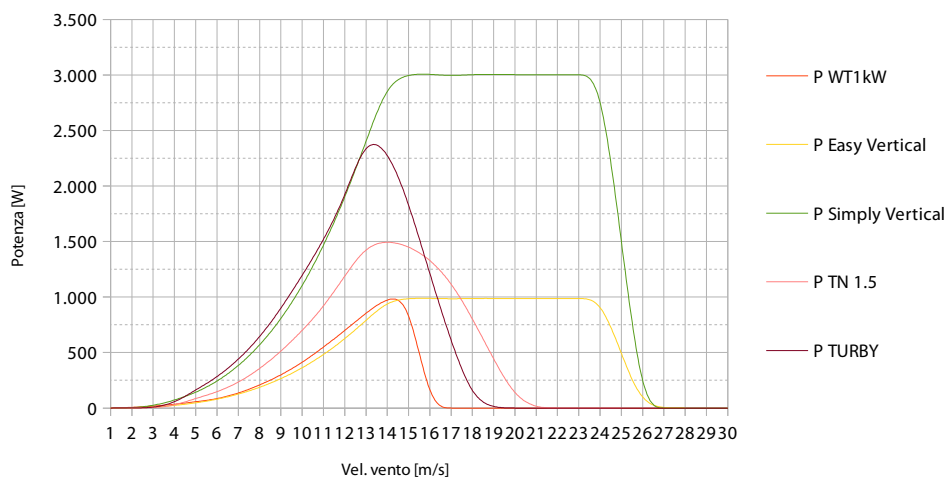


Fig. 3.26: curve potenza VAWT fino a 3kW

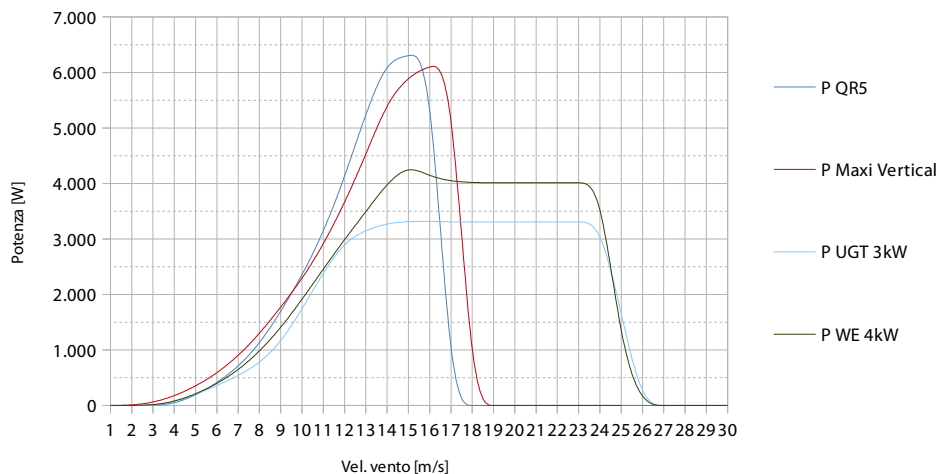


Fig. 3.27: curve potenza VAWT sopra 3kW

3.7 Le problematiche dei mini aerogeneratori in ambito urbano

Come spesso capita quando si discute di opere che influiscono sui beni comuni, quali il paesaggio e la produzione di energia, vi è una certa soggettività di giudizio che dà la possibilità di avanzare obiezioni più o meno giustificate ai detrattori di una certa tecnologia. Di conseguenza, nonostante un clima politico e pubblico in linea di massima favorevole, possono sorgere degli ostacoli dovuti a fattori secondari che si manifestano sul mercato, che potrebbero influenzare negativamente lo sviluppo della tecnologia mini eolica.

Molte delle critiche più comuni che si possono riservare agli impianti di piccola taglia derivano dalle medesime contestazioni mosse ai parchi eolici di grandi dimensioni.

Sovente viene menzionata l'estetica come la maggiore ragione di opposizione e questa è sicuramente una problematica difficile da gestire, in quanto non sempre è possibile mitigare l'effetto visivo degli aerogeneratori sul paesaggio, poiché generalmente sono nelle posizioni meglio esposte ai venti e quindi anche più visibili.

Un altro aspetto che risulta essere fonte di notevoli preoccupazioni è l'impatto visivo degli aerogeneratori. La struttura verticale con pale rotanti tipica delle turbine è tale da catturare facilmente l'attenzione dell'occhio umano, caratteristica che spesso rende i

parchi eolici gli elementi dominanti nel paesaggio in cui sono inseriti. Per questo motivo è necessario che l'installazione venga pianificata con cura tenendo in considerazione il tipo di territorio e di paesaggio, anche urbano, nel quale si inseriscono.

Almeno in linea teorica il minieolico non dovrebbe risentire di problematiche quali la creazione di comitati pro o contro, in parte perché l'impatto sul territorio è decisamente minore ed in parte perché solitamente non è necessario ricorrere al procedimento dell'Autorizzazione Unica, essendo sufficiente la Denuncia di Inizio Attività presso il Comune competente. Inoltre spesso i proponenti della realizzazione di un impianto mini eolico sono persone che vivono dove sarà realizzato l'impianto e quindi non viene percepito dalla comunità locale come un intervento imposto dall'esterno che porterà danni locali e benefici altrove.

D'altro canto, però, si corre il rischio che le iniziative nate contro un particolare parco eolico multi MegaWatt in un sito ben specifico, magari sottoposto a particolari vincoli, si trasformino in un più ampio movimento di protesta contro l'eolico nel suo insieme, danneggiando di conseguenza anche il mercato del mini e micro eolico.

Gli aspetti che destano maggiori preoccupazioni negli oppositori della tecnologia eolica e che verranno affrontati nei paragrafi successivi, sono:

- rumore;
- occupazione del suolo;
- impatto sull'avifauna locale;
- interferenze elettromagnetiche;
- shadow flicker (effetti legati alle ombre);
- sicurezza;
- impatto sul valore delle case e sul turismo.

3.7.1 Rumore

Il rumore rappresenta la problematica più sentita dagli oppositori dell'energia eolica. Alcune persone sembrano infatti manifestare disturbi (insonnia, emicrania, problemi di memoria, ecc.) causati dal rumore generato dalle turbine di classe MegaWatt poste nelle vicinanze delle case e dei luoghi di lavoro. Il manifestarsi di sintomi presumibilmente legati alla presenza di aerogeneratori viene definito nel suo complesso *wind turbine syndrome* (Pierpont, 2009) ed è argomento di molti studi e dibattiti:

infatti se da un lato è possibile misurare in maniera oggettiva il rumore, dall'altro è difficile stabilire i valori che legano il rapporto di causa effetto. A prescindere dalla definizione dei valori, quasi tutti gli studi concordano nel dare la maggior parte delle responsabilità dei disturbi della persona al rumore ed alle vibrazioni emesse dalle turbine.

In generale le turbine eoliche producono due tipologie di rumore: rumore meccanico, che può essere amplificato attraverso la torre, provocato dagli attriti all'interno del generatore e della trasmissione; rumore aerodinamico, come conseguenza del movimento delle pale attraverso l'aria. Il rumore meccanico è stato via via ridotto grazie all'insonorizzazione della navicella, all'eliminazione della trasmissione in favore di generatori di tipo *direct-drive* e all'utilizzo di cuscinetti sempre più performanti. Di conseguenza oggi il maggiore contributo è dato dal rumore aerodinamico delle pale; le strategie adottate per ridurre queste emissioni sono due: ridurre la velocità periferica di rotazione delle pale, da cui dipende direttamente il rumore, e lo studio di profili alari abbinati a particolari trattamenti superficiali per ridurre l'attrito della pala e la formazione di vortici nei bordi di uscita della pala, con il doppio vantaggio di ridurre il rumore e migliorare le performance dell'aerogeneratore.

Per quanto riguarda i micro aerogeneratori integrati nell'architettura un'altra potenziale fonte di rumore per le persone è data dalla risonanza delle vibrazioni della macchina con la struttura esistente. Tale problematica, ancora poco studiata, è di facile comprensione intuitiva, ma non universalmente quantificabile in quanto dipende fortemente dal tipo di aerogeneratore e dal collegamento tra la struttura di sostegno e l'edificio.

Come per altri aspetti tecnici anche queste soluzioni sono state inizialmente impiegate solamente negli aerogeneratori multi MegaWatt e solo successivamente si è iniziato ad applicarle anche nei piccoli aerogeneratori.

Il livello di suono percepito rispetto a quello emesso da una turbina dipende da molteplici fattori: la disposizione degli aerogeneratori rispetto ad altri ostacoli come case ed alberi, il modello di turbina utilizzato, la velocità e la direzione del vento e il livello di rumore di fondo. L'elemento più importante per la percezione del rumore rimane comunque la distanza dell'osservatore dalla turbina.

Infatti a riguardo della propagazione delle onde sonore è utile ricordare che:

- l'energia delle onde sonore decade in modo proporzionale al quadrato della distanza: di conseguenza l'intensità diminuisce di quattro volte al raddoppiare della distanza dell'osservatore dalla fonte del rumore;

- più che di pressione assoluta delle onde sonore, è opportuno considerare la differenza di pressione che queste esercitano, in quanto questo concetto è più vicino alla sensazione percepita da un ascoltatore umano.

L'orecchio umano percepisce i vari impulsi in funzione della frequenza e dell'intensità degli stessi: questa sua caratteristica rende possibile l'interpretazione delle diverse bande di frequenza con pesi diversi a seconda della sensazione percepita effettivamente. Per questa ragione sono state proposte tre scale di ponderazione: A, B e C. Attualmente viene utilizzata la scala A, anche se alcuni studi premono perché venga posta più attenzione alle misurazioni effettuate sulla scala C, la scala che assegna il maggior peso alle basse frequenze in quanto sono quelle percepite a maggior distanza e contemporaneamente più difficili da isolare.

Infine è importante ricordare che la percezione del suono è un fenomeno soggettivo ed è quindi particolarmente complicato definire limiti standard validi universalmente.

In Italia, la normativa di riferimento per la tutela dell'ambiente esterno è costituita dalla legge 26 ottobre 1995 n. 447 e dai provvedimenti attuativi successivi. Il d.P.C.M. 14 novembre 1997 definisce sei diverse categorie di aree, in base alla diversa densità di residenti, di attività commerciali, industriali e di traffico:

- CLASSE I: aree particolarmente protette: rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc.
- CLASSE II: aree destinate ad uso prevalentemente residenziale: rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali;
- CLASSE III: aree di tipo misto: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici, con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici;
- CLASSE IV: aree di intensa attività umana: rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali, le aree con limitata presenza di piccole industrie;

- CLASSE V: aree prevalentemente industriali: rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni;
- CLASSE VI: aree esclusivamente industriali: rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi.

Per ognuna di queste classi vengono definiti i valori limite che devono essere rispettati durante il periodo diurno e quello notturno (riportati nelle tabelle 3.5 ,3.6 ,3.7). In particolare i valori di rilievo, definiti dalla Legge 26 ottobre 1995, n. 447, sono:

- *Valore limite di emissione*: definito come il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora misurato in prossimità della sorgente stessa;
- *Valore limite di immissione*: il valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitato o nell'ambiente esterno, misurato in prossimità dei ricettori;
- *Valore limite di attenzione*: il valore di rumore che segnala la presenza di un potenziale rischio per la salute umana o per l'ambiente. I valori riportati si applicano per livelli di rumore rilevati con riferimento ad un periodo temporale di 1 ora. Nel caso si prendano in considerazione gli interi periodi temporali diurno e notturno, i valori di riferimento sono nuovamente i valori limite di immissione.

Oltre a questi, viene utilizzato il *valore limite differenziale di immissione*, ovvero la massima differenza fra il livello di rumore ambientale prodotto dall'insieme delle sorgenti sonore, inclusa quella oggetto di studio, e il rumore residuo, ovvero il rumore prodotto dalle sorgenti sonore una volta interrotta quella oggetto di studio. I valori limiti differenziali di immissione sono stabiliti pari a 5 dB e 3 dB rispettivamente per il periodo diurno e notturno e la loro applicazione può essere evitata solo in casi specifici (d.P.C.M. 14 novembre 1997, art. 4 e circolare esplicativa 6 settembre 2004 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio).

Tab. 3.5: d.P.C.M. 14 novembre 1997; tab. B: valori limite di emissione - L_{eq} in dB(A) (art. 2)

| Classi di destinazione d'uso del territorio | tempi di riferimento | |
|--|-------------------------|---------------------------|
| | Diurno (06.00-22.00) | Notturmo (22.00-06.00) |
| I aree particolarmente protette | 45 | 35 |
| II aree prevalentemente residenziali | 50 | 40 |
| III aree di tipo misto | 55 | 45 |

| Classi di destinazione d'uso del territorio | tempi di riferimento | |
|--|-------------------------|---------------------------|
| | Diurno (06.00-22.00) | Notturmo (22.00-06.00) |
| IV aree di intensa attività umana | 60 | 50 |
| V aree prevalentemente industriali | 65 | 55 |
| VI aree esclusivamente industriali | 65 | 65 |

Tab. 3.6: d.P.C.M. 14 novembre 1997; tab. C: valori limite assoluti di immissione - L_{eq} in dB (A) (art. 3)

| Classi di destinazione d'uso del territorio | tempi di riferimento | |
|--|-------------------------|---------------------------|
| | Diurno (06.00-22.00) | Notturmo (22.00-06.00) |
| I aree particolarmente protette | 50 | 40 |
| II aree prevalentemente residenziali | 55 | 45 |
| III aree di tipo misto | 60 | 50 |
| IV aree di intensa attività umana | 65 | 55 |
| V aree prevalentemente industriali | 70 | 60 |
| VI aree esclusivamente industriali | 70 | 70 |

Tab. 3.7: d.P.C.M. 14 novembre 1997 -tab. D: valori di qualità - Leq in dB (A) (art. 7)

| Classi di destinazione d'uso del territorio | tempi di riferimento | |
|---|-------------------------|---------------------------|
| | Diurno (06.00-22.00) | Notturmo (22.00-06.00) |
| I aree particolarmente protette | 47 | 37 |
| II aree prevalentemente residenziali | 52 | 42 |
| III aree di tipo misto | 57 | 47 |
| IV aree di intensa attività umana | 62 | 52 |
| V aree prevalentemente industriali | 67 | 57 |
| VI aree esclusivamente industriali | 70 | 70 |



Fig. 3.28: Scala dell'intensità del rumore (fonte: dalla rete)

Se da un lato è frequente trovare aerogeneratori per i quali sono dichiarati valori di immissione assoluta a potenza nominale, dall'altro bisogna ricordare che il rumore dell'aerogeneratore tende a sovrapporsi a quello del vento rispettando i valori limite differenziale di immissione; inoltre secondo la normativa italiana le misurazioni devono essere effettuate con una velocità del vento inferiore ai 5 m/s, ma con tali condizioni quasi nessun aerogeneratore raggiunge la propria velocità di rotazione nominale.

Stabilire quali aree del territorio appartengono alle classi presentate sopra è responsabilità delegata ai comuni, ma nel caso in cui essi non abbiano ancora provveduto a classificare il proprio territorio secondo un piano di zonizzazione acustica, si applicano i limiti definiti all'art. 6 del d.P.C.M. 1° marzo 1991, mostrati in

Tab. 3.8.

Tab. 3.8: Limiti di accettabilità in attesa della suddivisione del territorio in classi ad opera del comune

| Zonizzazione | Limite diurno Leq (A) | Limite notturno Leq (A) |
|---|----------------------------------|------------------------------------|
| Tutto il territorio nazionale | 70 | 60 |
| Zona A* | 65 | 55 |
| Zona B* | 60 | 50 |
| Zona esclusivamente industriale | 70 | 70 |
| *Zone definite all'art.2 del decreto ministeriale 2 aprile 1968, n. 1944. | | |

In conseguenza di tutto ciò, è fondamentale la massima attenzione da parte dei progettisti sulla collocazione degli aerogeneratori e sulla stima delle emissioni acustiche in relazione al contesto in cui viene inserito. Dal punto di vista dei produttori è sicuramente un valore aggiunto fornire al cliente la curva di rumore misurata da un ente certificatore nonché avere anche proprie misure effettuate in situazioni difficili come sono quasi sempre quelle in cui si integrano le macchine eoliche con il costruito.

Infatti il rumore prodotto dalla turbina rappresenta alla fine il problema maggiore per il mercato minieolico: questo tipo di aerogeneratori è posto solitamente in luoghi poco distanti dalle abitazioni e la fonte del rumore si trova ad un'altezza relativamente ridotta rispetto alle macchine eoliche di grande taglia. Inoltre, la velocità con cui ruotano le pale è mediamente più alta, in conseguenza del diametro del rotore relativamente piccolo.

In ogni caso è sempre opportuno considerare questo aspetto con cautela, in relazione alla soggettività della percezione del rumore per la quale anche un suono considerato "non fastidioso" dalla maggioranza, o dal proprietario della turbina, può risultare stressante per soggetti sensibili, spesso i vicini, se esposti ad esso per un lungo periodo. Non sempre è facile provvedere alle misurazioni, né, soprattutto per le installazioni mini eoliche, è agevole prevedere in fase di progettazione l'output sonoro derivante da una turbina, anche a causa della varietà di formati con cui i produttori espongono i dati relativi al rumore prodotto.

Per cercare di ridurre il problema, RenewableUK (precedentemente BWEA, l'associazione britannica per la produzione di energia eolica) ha provveduto ad inserire

due indici di rumorosità all'interno degli standard che i produttori devono rispettare per ricevere la certificazione BWEA: il livello di rumore percepito a 60 m e a 25 m, entrambi misurati con una velocità del vento al mozzo di 8 m/s. In questo modo i potenziali clienti possono confrontare tra di loro le macchine certificate in maniera oggettiva.

3.7.2 *Impatto sull'avifauna*

A causa della loro struttura verticale fornita di parti in movimento, gli aerogeneratori possono rappresentare un rischio per le specie di uccelli presenti nella zona. Il loro impatto sull'avifauna locale si può ridurre a due tipi di disturbo: da una parte vi è il rischio che gli uccelli muoiano o rimangano feriti a causa delle collisioni con le pale, dall'altra vi è l'interferenza di queste con l'habitat naturale delle diverse specie. La presenza degli aerogeneratori ed i lavori di manutenzione connessi, infatti, possono disturbare gli uccelli durante i loro voli e durante la ricerca del cibo e, nei casi più gravi, possono causare la riduzione dell'habitat disponibile.

La mortalità aviaria collegata alla presenza di pale eoliche dipende da svariati fattori: la stagione, la velocità dei venti, la posizione delle turbine rispetto all'ambiente circostante, ecc. Tutte queste considerazioni vengono incluse nella Valutazione di Impatto Ambientale, quando questa viene richiesta. Poiché questa problematica sembra essere molto sentita, al giorno d'oggi sono stati redatti numerosi studi in merito; tuttavia è difficile trarre conclusioni generiche senza ricollegarsi alle specifiche condizioni di un determinato sito. Molto pubblicizzati sono stati gli allarmanti risultati degli studi condotti nella località di Altamont Pass, in California, dove una progettazione disattenta, frutto probabilmente della poca esperienza, ha permesso che venissero installate nel 1983 circa 5.400 turbine in un luogo che rappresentava un importante nodo di passaggio di molte specie di uccelli. A causa dell'infelice posizione, le turbine sono responsabili della morte di centinaia di volatili ogni anno [47]. Ovviamente, Altamont Pass rappresenta un caso limite che potrebbe difficilmente essere ripetuto in Italia grazie alla maggiore esperienza ed alla legislazione oggi vigente.

Più in generale, altri studi hanno dimostrato che le turbine eoliche sono certamente responsabili della morte di un certo numero di uccelli, ma non più di molte altre attività umane comunemente accettate. Erickson (2005) stima che il numero di collisioni mortali negli Stati Uniti riconducibili alle turbine sia di circa 28.500, ben al di sotto del numero di morti causate ogni anno dalle collisioni con le linee elettriche (130 milioni) o anche solo con le torri per le telecomunicazioni (4,5 milioni). Le statistiche non ufficiali in Italia, per impianti di taglia multi MegaWatt, parlano di poco più di un impatto per MegaWatt installato all'anno.

Alcuni produttori di impianti eolici di piccola taglia sostengono che non vi siano prove che i loro prodotti contribuiscano all'uccisione di alcuna specie aviaria. Tali affermazioni, non dimostrabili, sono la conseguenza del fatto che non vi sono studi rilevanti a riguardo e non che potenzialmente non possa sussistere il problema: la diffusione di tale tecnologia è ancora troppo ridotta perché essa sia già stata analizzata compiutamente. E' invece corretto affermare che gli aerogeneratori più piccoli hanno un impatto minore in quanto la probabilità di collisione è solitamente proporzionale all'area spazzata. Inoltre diversi studi dimostrano come gli uccelli fatichino ad identificare il movimento lento dei grandi aerogeneratori, mentre si è già detto, che i piccoli aerogeneratori hanno velocità di rotazione mediamente più sostenute e quindi anche meglio percepibili da parte degli uccelli.

In conclusione, il problema è certamente da affrontare in fase di progettazione, ma affligge soprattutto i grandi impianti, sia per l'area spazzata dagli aerogeneratori di classe MegaWatt, sia per il maggiore impatto dei lavori civili necessari all'installazione che possono modificare l'habitat naturale. E' bene comunque che anche in caso di installazioni di potenza inferiore si studi attentamente il sito preposto, specialmente nel caso in cui esso si trovi a poca distanza da un'area di particolare interesse naturalistico per l'avifauna presente.

3.7.3 Interferenze elettromagnetiche

Qualsiasi elemento verticale può interferire con i sistemi di trasmissione radio, in particolare in un aerogeneratore gli elementi che possono causare delle interferenze elettromagnetiche, oltre alla presenza dell'aerogeneratore stesso, sono due: le pale in movimento ed il generatore. Per il primo il problema è stato molto ridimensionato nel momento in cui si è cominciato a utilizzare meno materiali metallici per la costruzione, sostituendoli con vetroresina e fibra di carbonio. L'interferenza causata dal generatore invece è stata ridotta attraverso un buon isolamento della navicella ed un adeguato controllo del suo corretto funzionamento.

A maggior ragione per gli aerogeneratori di piccola taglia il problema è ancora più contenuto in quanto l'altezza contenuta e la potenza limitata, e di conseguenza il campo magnetico indotto, difficilmente possono interferire con le grandi infrastrutture di telecomunicazione.

D'altronde, nel caso venissero rilevate difficoltà o disturbi locali presso gli utenti finali, dovuti alla localizzazione di turbine in siti specifici, è solitamente possibile ripristinare la normale ricezione del segnale mediante semplici interventi, per esempio dirigendo l'antenna televisiva verso un diverso ripetitore.

3.7.4 *Shadow flicker*

Il movimento continuo ad una velocità costante delle pale può dare vita ad ombre che possono risultare fastidiose se ricadono all'interno dei luoghi di lavoro o di residenza: questo effetto viene chiamato *shadow flicker*. Questo aspetto che può sembrare di poca rilevanza in realtà può diventare molto significativo proprio per gli aerogeneratori di piccola taglia in quanto pensati per essere installati in prossimità di edifici ed abitazioni che quindi potrebbero ricevere le ombre della turbina. In questi casi è quindi fondamentale in fase di progettazione che vengano verificate dove ricadono le ombre nelle diverse stagioni dell'anno, soprattutto se vi è la possibilità che queste incidano su proprietà differenti rispetto a quelle su cui è collocata la turbina, avendo poi cura di realizzare l'impianto ad una distanza tale dalle abitazioni circostanti da non proiettarvi le ombre.

3.7.5 *Sicurezza*

Sovente le turbine eoliche sono accusate di essere poco sicure e di mettere in pericolo l'incolumità di chi lavora e vive nelle vicinanze. Alcuni siti web (per esempio www.caithnesswindfarms.co.uk/) tengono statistiche aggiornate degli incidenti documentati avvenuti presso o per causa di aerogeneratori eolici. Lungi dall'essere resoconti esaustivi, questi documenti possono aiutare a caratterizzare gli inconvenienti tipici del settore e a calcolarne l'effettivo tasso di rischio.

Come per qualsiasi altro impianto tecnologico le attività di installazione e manutenzione su di un aerogeneratore comportano dei rischi per gli operatori, pertanto non solo è fondamentale rispettare scrupolosamente le norme sulla sicurezza nei posti di lavoro, ma bisogna applicare anche tutte le migliori strategie per minimizzare i danni derivati da un possibile incidente.

Inoltre vi possono essere i rischi derivanti dalla struttura o dal malfunzionamento della macchina: per esempio il distacco di una parte di pala o il crollo causato dal vento forte. Lo studio condotto da ARENE [13] ha cercato di quantificare questo rischio per un insieme di modelli di turbine di piccola taglia, considerando sia l'ipotesi del distacco di una parte di pala sia il getto di un pezzo di ghiaccio formatosi sul rotore, evenienza possibile nel periodo invernale. Per ciascuna turbina analizzata sono state calcolate la gittata massima e la velocità di impatto dell'oggetto staccatosi dal rotore. La gittata dipende dal raggio della pala e dalla velocità di rotazione ed è di conseguenza maggiore per i piccoli impianti poiché questi mediamente raggiungono velocità di rotazione più elevate rispetto ai grandi impianti. In media è stato calcolato che una pala distaccatasi dalla turbina può atterrare ad una distanza di 100-200 metri, gittata che può raggiungere i 700-800 metri nel caso si consideri il distacco di un pezzo

di ghiaccio nel momento di velocità massima di rotazione delle pale, per gli aerogeneratori con un rotore maggiore.

Ciò nonostante questo tipo di incidenti non sono da considerarsi inusuali: gli studi riportati, condotti su turbine di taglia MegaWatt, hanno stimato una probabilità di accadimento dello 0,1% durante 15 anni di vita di un aerogeneratore. È possibile ritenere attendibile questa stima anche per gli impianti di piccola taglia, in mancanza di studi dedicati. Inoltre essendo questi impianti progettati per essere posizionati in prossimità delle zone abitate è verosimile ritenere che la probabilità di un individuo di essere colpito sia maggiore di quella citata precedentemente.

Altri fattori di rischio solitamente considerati per qualsiasi tipo di aerogeneratore sono le tempeste, i fulmini ed i fenomeni sismologici. Tempeste e terremoti possono provocare il crollo della torre: le turbine sono comunque progettate secondo criteri che permettono loro di resistere a raffiche superiori a 100 km/h, mentre l'analisi geologica, necessaria nel momento della richiesta di autorizzazione dell'impianto, ha il compito anche di valutare eventuali rischi sismici e fornire indicazioni per la corretta progettazione delle fondazioni. I fulmini invece, possono provocare fermi e guasti gravi all'aerogeneratore, per questo motivo ogni turbina è dotata di sistema di protezione contro di essi che permette di scaricare a terra l'energia di un fulmine sia che colpisca una pala che la navicella.

3.7.6 Impatto sul valore degli immobili

Un ulteriore banco di discussione nato negli ultimi anni con la diffusione dei parchi eolici in Italia vede alcuni lamentarsi perché, secondo la loro opinione, la presenza delle turbine farebbe calare il valore degli immobili esistenti nelle vicinanze. Ciò potrebbe essere verosimile qualora la presenza degli aerogeneratori abbia qualche ricaduta negativa diretta sugli abitanti della zona, per esempio, nel caso in cui alcune turbine siano posizionate tanto vicino da provocare disturbi e stress a causa del rumore. Allo stesso modo è possibile che vi sia un' influenza nel caso in cui il parco eolico abbia un impatto molto negativo su un paesaggio di pregio altrimenti visibile dall'edificio in questione. Tuttavia, tranne casi estremi legati ad una cattiva progettazione, è possibile che la paura dei residenti si riveli sovrastimata in un primo momento e che questi si abituino piuttosto in fretta alla presenza dell'impianto.

Piuttosto che sembrare una condanna per il settore nel suo complesso, le proteste verso i grandi impianti eolici potrebbero comunque rappresentare un vantaggio per i produttori di aerogeneratori di piccola taglia. In molti paesaggi rurali infatti, l'installazione di un'ulteriore struttura nelle vicinanze degli edifici già presenti avrebbe un impatto decisamente minore rispetto ad una turbina di classe MegaWatt,

rappresentando quindi un buon compromesso tra preservazione del paesaggio e soddisfazione della crescente domanda energetica.

Per quanto riguarda la ricaduta sul valore degli immobili da parte dei piccoli aerogeneratori vi sono sicuramente diversi aspetti che possono influenzarlo: ad esempio, un piccolo impianto eolico che ha una produzione elettrica commisurata al fabbisogno delle utenze presso le quali è installato, non è invasivo ed è esteticamente gradevole, può elevare il valore della proprietà e costituire una forma di aggregazione nel caso sia al servizio di più unità immobiliari.

D'altro canto, una selva di impianti collocati senza un criterio omogeneo, di forme e tipologie diverse, con modalità paragonabili alle antenne televisive sui nostri condomini, non favorisce sicuramente la qualità del paesaggio urbano e di conseguenza il valore immobiliare.

3.7.7 Problematiche legate all'integrazione architettonica

Oltre alle possibili problematiche illustrate nei paragrafi precedenti nel caso in cui si voglia integrare completamente un aerogeneratore in un edificio, sia esso esistente o di nuova costruzione, vi sono alcuni aspetti che diventano di principale importanza: il rumore, come già anticipato nel paragrafo §3.7.1, e le interferenze generate sulla struttura stessa. Tali aspetti, che saranno trattati nel dettaglio nel capitolo 7.3, costituiscono il primo dei fattori da considerare nell'approcciarsi alla progettazione integrata di sistemi eolici.

Inoltre l'alterazione della risorsa eolica in prossimità degli edifici può influenzare sensibilmente la producibilità dell'impianto ed il comportamento aerodinamico della macchina in conseguenza della maggiore turbolenza generata (Fig. 3.29-Fig. 3.30).

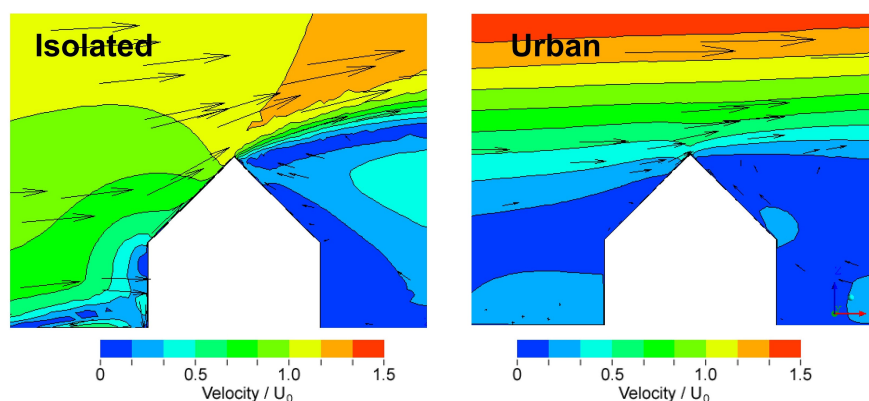


Fig. 3.29: effetti di alterazione della vena fluida in corrispondenza degli edifici (fonte:: S. Watson, Loughborough University)

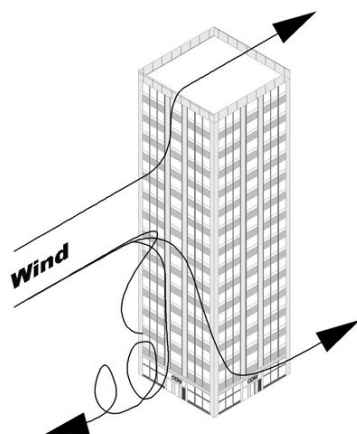


Fig. 3.30: fonte [9]

Infine, ma non per importanza, sono da considerare i carichi statici e dinamici che la presenza dell'aerogeneratore induce sulla struttura esistente, poiché la pressione del vento sul rotore e sulla struttura di supporto corrispondono a dei carichi ciclici orizzontali per i quali la maggior parte delle strutture esistenti non è predisposta. Occorre quindi saper valutare attentamente sia il tipo di sollecitazioni derivate sia il tipo di soluzione più idonea per minimizzarle: questi aspetti sono stati al centro delle analisi sperimentali descritte al capitolo 8.

Nonostante tutti questi aspetti di possibili criticità l'interesse e gli studi sull'argomento

sono tanti (cfr. [4],[5],[6],[7]).

La componente estetica dell'integrazione è sicuramente quell'aspetto che più affascina architetti e designer e che maggiormente può interessare un grande pubblico; nel seguente paragrafo è descritto uno degli studi preliminari sviluppati in relazione all'integrazione di aerogeneratori nei componenti di arredo urbano.

Integrazione negli elementi di arredo urbano

I micro aerogeneratori, grazie alle loro dimensioni, sono compatibili con gli elementi dell'arredo urbano e ne possono diventare uno degli elementi caratterizzanti.

Di seguito si presentano alcune soluzioni che sono state studiate, all'interno del percorso di dottorato, in relazione alla possibilità di integrare un micro aerogeneratore ad asse verticale nell'ambito delle aree costiere, quali stabilimenti balneari, porti e dighe.

Il primo approccio voleva una integrazione totale del sistema eolico con le strutture degli stabilimenti balneari; questa ipotesi è stata abbandonata in quanto, dalle indagini condotte, è risultato che la maggior parte degli stabilimenti balneari è costituita da prefabbricati leggeri in calcestruzzo armato tali da non poter supportare altro che piccolissimi aerogeneratori da poche centinaia di watt.

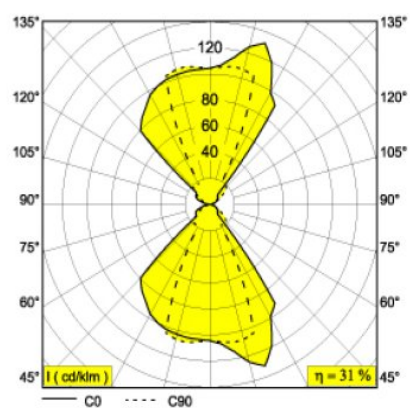
Come conseguenza si è ipotizzato la realizzazione di un impianto eolico che fungesse anche da seduta, riprendendo le linee curve ed i colori caratteristici degli arredi urbani delle località marine, ed è stata inoltre prevista l'integrazione del sistema d'illuminazione nella struttura di supporto dell'aerogeneratore.

Tali studi preliminari di massima sono applicabili a molti degli aerogeneratori ad asse verticale di taglia sotto i 5 kW presentati nel 3.6.

Nelle pagine successive sono riportate alcune schede riassuntive degli studi condotti.

IL SISTEMA DI ILLUMINAZIONE

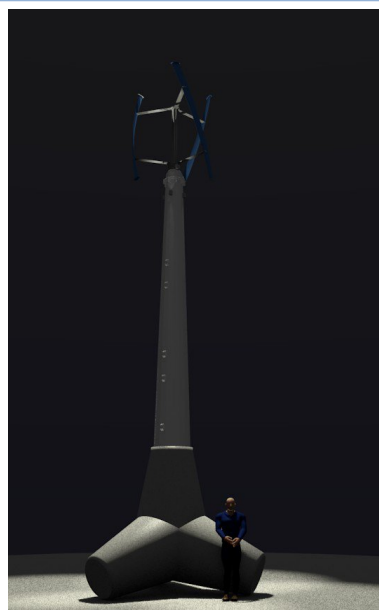
Sistema di illuminazione a led con due lampade: è possibile avere un'illuminazione architettonica illuminando il rotore durante le ore di fruizione degli spazi, mentre è possibile tenere solo una luce ambientale nelle ore notturne. Queste scelte e l'utilizzo dei led come sorgente luminosa servono a ridurre il fabbisogno energetico per l'illuminazione e per favorire un uso razionale e consapevole anche dell'illuminazione pubblica.



INTEGRAZIONE NEI PORTI

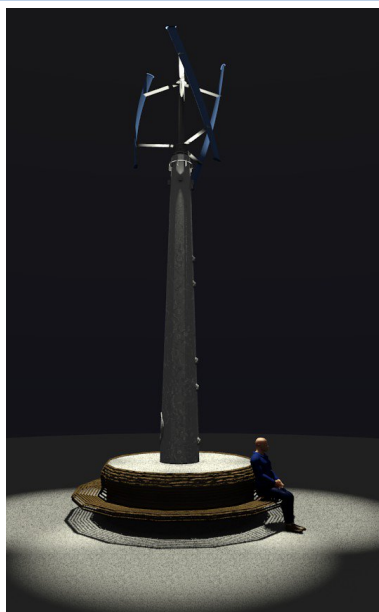
Utilizzo di frangiflutti per porti come elemento di base per alzare la torre e poter essere appoggiato sui moli senza necessità di opere di sotto fondazione.

La possibilità di utilizzare un elemento comunemente presente in tutti i porti, con una funzione diversa rispetto a quella originale, permette di instaurare un rapporto di interesse e curiosità con i fruitori dei luoghi.

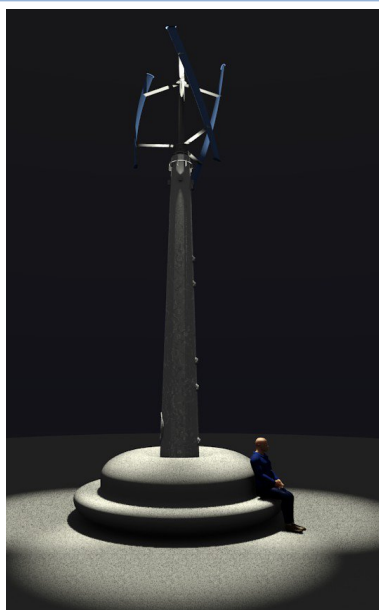
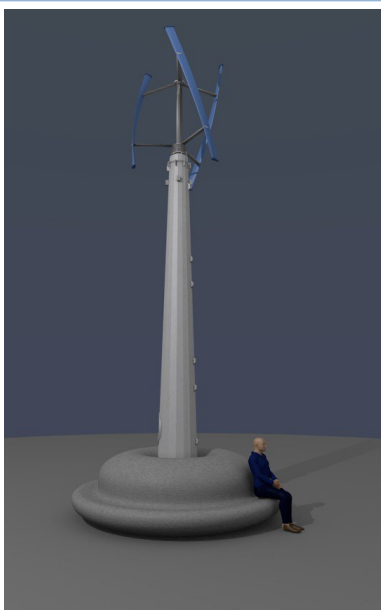


PANCHINA EOLICA

Seduta e schienale in legno, il profilo può essere sia circolare che poligonale.

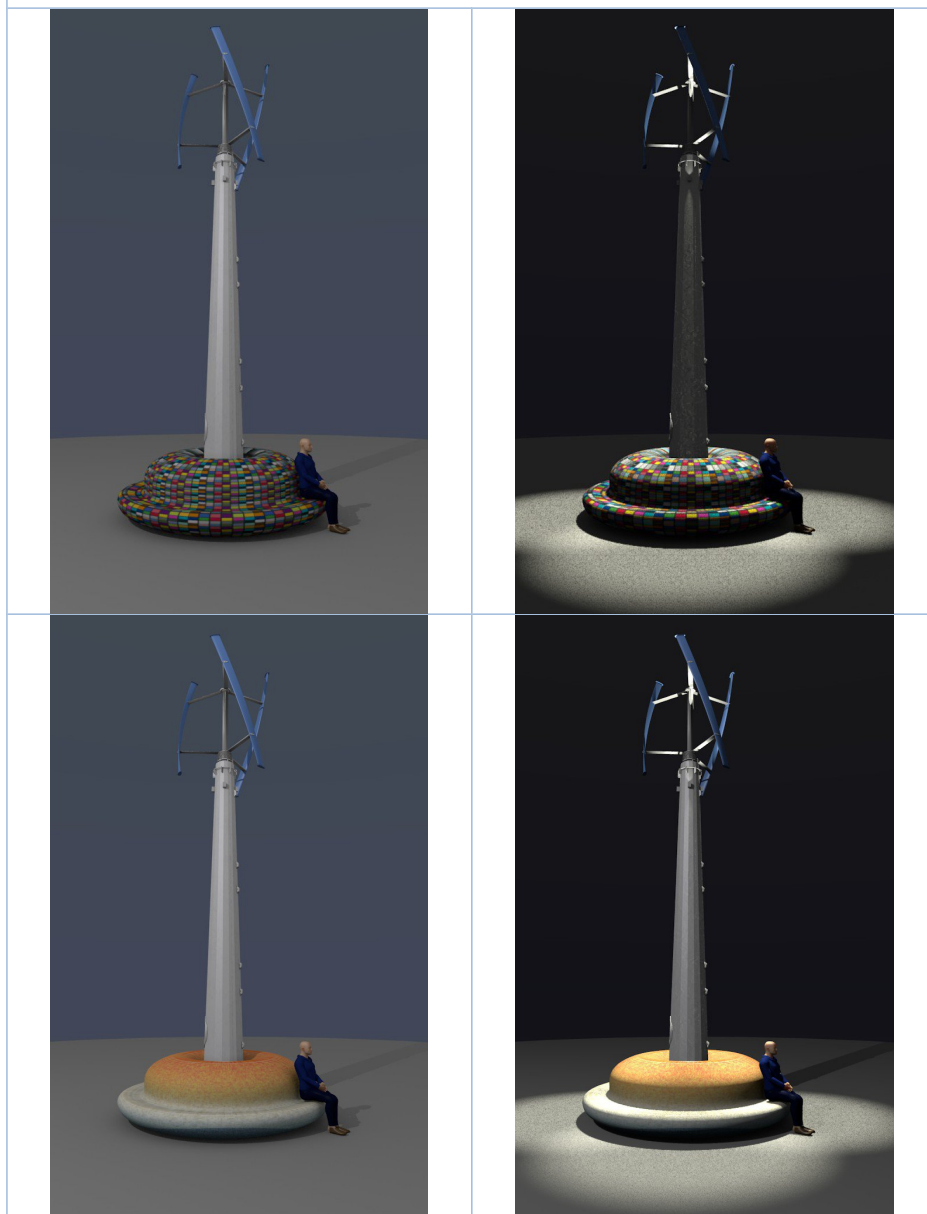


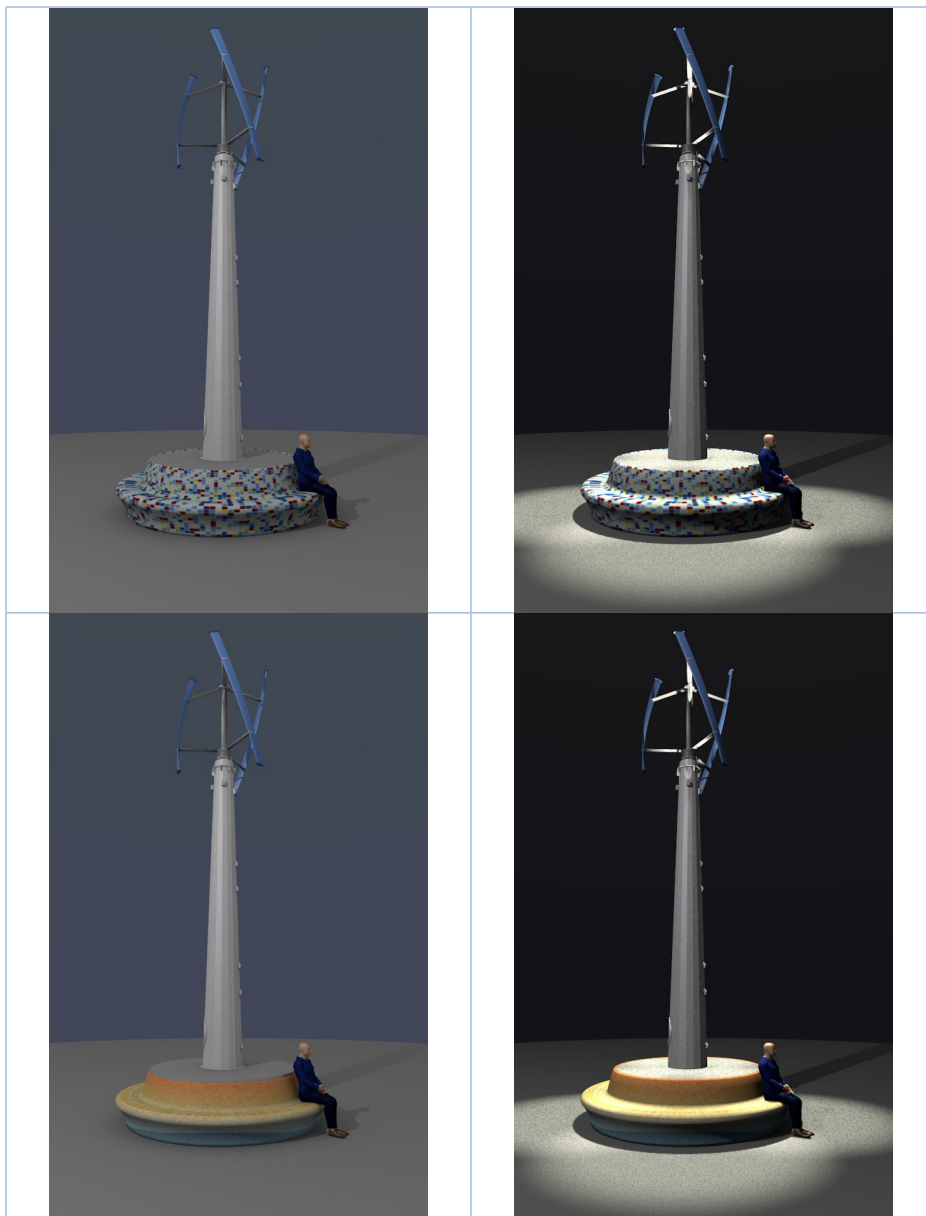
Basamento in cemento sagomato.

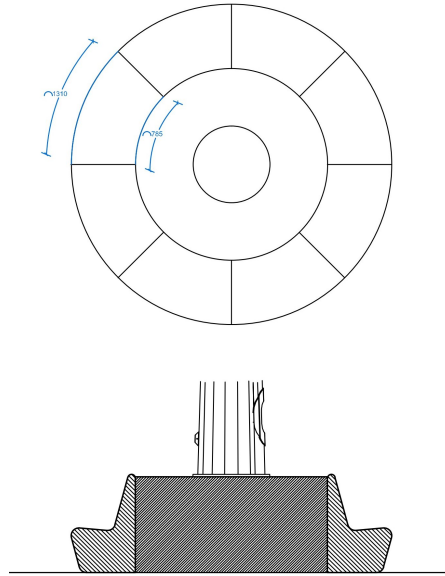


PANCHINA EOLICA

Tale elemento può essere prefabbricato, possono essere aggiunti coloranti e additivi in funzione dell'aspetto desiderato o delle condizioni climatiche impegnative.





PANCHINA EOLICA: DETTAGLI COSTRUTTIVI

Settori circolari in cemento prefabbricati:

- si adattano a diverse strutture in quanto il sistema di ancoraggio della torre può essere definito in sito.
- trasporto agevole dei singoli pezzi di dimensione ridotta

Finitura: sono possibili molteplici alternative, come tessere ceramiche colorate, cemento a polvere spazzolato o pitture.

4

Studio della risorsa eolica

Il vento è definito come conseguenza del movimento delle masse d'aria nell'atmosfera generato dalle diverse temperature della superficie e dalla rotazione della terra.

Le masse d'aria riscaldate dove la temperatura del suolo è maggiore si sollevano verso gli strati più alti dell'atmosfera richiamando dalle zone adiacenti le masse a temperatura inferiore.

Di prassi il vento viene misurato con sensori, detti anemometri, che ne misurano l'intensità e banderuole di direzione. Tutti i sensori misurano un valore istantaneo variabile tra 0,5 e 32 Hz che viene mediato su un determinato intervallo di tempo al fine di ottimizzare lo spazio di archiviazione e ridurre piccoli errori di lettura.

Al fine della valutazione della risorsa eolica la prassi e la norma [24] prevedono una frequenza di acquisizione di 1 Hz salvando il valore medio, massimo, minimo e deviazione standard per un intervallo di tempo di 10 minuti, sia per quanto riguarda la velocità che la direzione del vento. Al fine della caratterizzazione della risorsa eolica in relazione agli aerogeneratori di piccola taglia, la medesima norma IEC 61400 [24] prevede un intervallo di campionamento di 1 minuto.

Le principali elaborazioni dei dati archiviati sono atte a produrre la distribuzione di densità di frequenza dell'intensità del vento e della direzione (rosa dei venti).

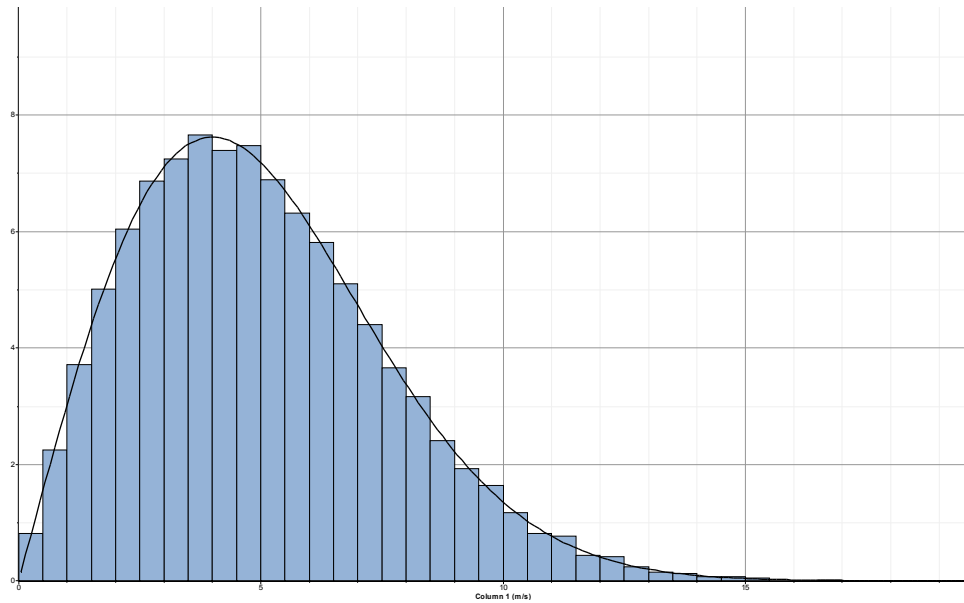


Fig. 4.1: distribuzione della densità di frequenza della velocità del vento ($A=5,64$; $k=2$)

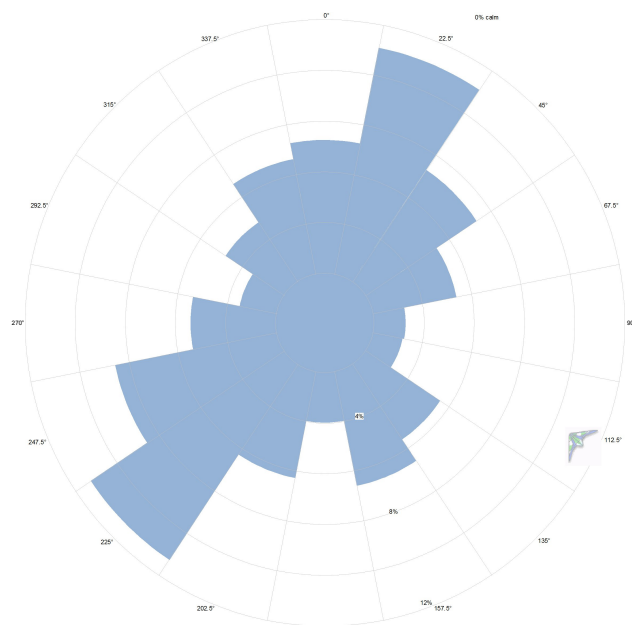


Fig. 4.2: distribuzione della densità di frequenza della direzione del vento

4.1 Metodologie di misura ed analisi

Disponendo dei dati anemometrici di un sito è possibile calcolare direttamente i

parametri energetici e di conseguenza effettuare una previsione della potenziale resa energetica.

Il modello di distribuzione di frequenza in uso più affidabile è quello di Weibull [34] espresso da:

$$p(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (\text{eq. 1})$$

Tale distribuzione di densità di frequenza del vento è caratterizzata da un parametro di scala c e da un parametro di forma k . Per $k=2$ si ha la distribuzione di Rayleigh, che è spesso adottata come distribuzione standard nell'ambito eolico.

k è funzione unicamente della deviazione standard, mentre c dipende da V_m e k ; qualora k sia fissato, c è direttamente proporzionale a V_m [13].

Nello specifico, k , parametro di forma adimensionale, caratterizza la “forma” della curva di distribuzione delle frequenze. Esso dipende principalmente dalla regolarità del vento, essendo inversamente proporzionale alla deviazione standard: più il vento è regolare maggiore è il valore di k . Con buona approssimazione esso è direttamente correlato alle condizioni climatiche:

- aree montuose, caratterizzate da venti irregolari, hanno valori di k intorno ad 1.5;
- aree costiere dai climi temperati presentano valori di k prossimi a 2;
- aree spazzate da venti alisei e monsonici sono caratterizzate da k fra 3 e 4.

Il parametro c , parametro di scala espresso in m/s, è una quantità proporzionale alla velocità media locale del vento V_m .

A partire dai dati misurati della velocità del vento si ricava il valore medio V_m e la deviazione standard σ_r della distribuzione di densità di frequenza secondo le seguenti equazioni:

$$V_m = \frac{\sum V_i}{N_{\text{eventi}}} \quad (\text{eq. 2})$$

$$\sigma_r = \frac{\left[\sum (V_i - V_m)^2 \right]^{\frac{1}{2}}}{V_m} \quad (\text{eq. 3})$$

Di conseguenza occorre ricavare la funzione di Weibull pdf(V) avente lo stesso valore medio e la stessa deviazione standard:

$$\left. \begin{aligned} k &= F(\sigma_r) \\ F(V_m, k) & \end{aligned} \right\} \Rightarrow pdf(V) = F(c, k) \quad (\text{eq. 4})$$

La funzione pdf(V) è, dal punto di vista dimensionale, un numero puro ed il suo integrale è pari ad 1.

È utile definire anche la velocità media cubica V_m^3 come la radice cubica media delle velocità elementari:

$$V_m^3 = \left(\frac{1}{N} \sum_N V_i^3 \right)^{\frac{1}{3}} \quad (\text{eq. 5})$$

La differenza fra V_m e V_m^3 dipende dalla variabilità del vento, infatti la differenza è tanto maggiore quanto più i singoli valori si discostano dalla media. Di conseguenza può essere definito il coefficiente di irregolarità o fluttuazione come:

$$k_f = \frac{V_m^3}{V_m} = \frac{\left(\sum_N V_i^3 \right)^{\frac{1}{3}}}{\sum_N V_i} \quad (\text{eq. 6})$$

Inoltre è possibile definire l'intensità di turbolenza I secondo la relazione:

$$I = \frac{\sigma_r}{V_m} = \frac{\left[\sum (V_i - V_m)^2 \right]^{\frac{1}{2}}}{V_m} \quad (\text{eq. 7})$$

Moltiplicando la distribuzione di densità di frequenza per la potenza contenuta nel flusso di vento ad una certa velocità del vento si ottiene la distribuzione di densità di energia disponibile in W/m² e quindi l'energia disponibile in un determinato periodo T:

$$w(V) = \frac{1}{2} \rho V^3 \cdot pdf(V) \quad (\text{eq. 8})$$

$$E = \int_n \frac{1}{2} \rho A v^3 dt \quad (\text{eq. 9})$$

Per ogni classe di velocità è quindi possibile calcolare un valore di energia disponibile, espresso in Wh/m², assumendo unitario il valore di area A spazzata dal rotore dell'aerogeneratore.

La presenza di irregolarità nella morfologia del suolo, di vegetazione o di altri ostacoli, insieme all'inerzia delle masse d'aria, induce all'interno dello strato limite la formazione di strutture a carattere vorticoso che, per effetto di un processo in cascata (dai vortici di maggiori dimensioni fino a quelli di scala molecolare), sottraggono energia al moto medio della corrente. In particolare, le strutture vorticosi più grandi, a carattere prevalentemente inerziale, sottraggono quantità di moto alla corrente indisturbata trasferendola ai vortici più piccoli. Questi ultimi, governati da effetti prevalentemente viscosi, tendono a dissipare energia.

4.1.1 Rugosità ed effetti di attrito

La rugosità del terreno, come anticipato precedentemente, risulta essere un elemento importante per la modellizzazione e studio della risorsa eolica in quanto è un parametro fondamentale per la stima del gradiente verticale delle velocità del vento. Tale profilo della velocità è comunemente calcolato secondo un modello logaritmico (eq. 10) che permette di ricavare la velocità del vento all'altezza desiderata rispetto al suolo in funzione della velocità misurata ad una quota di riferimento.

$$V(z) = V_0 \frac{\ln(z/m)}{\ln(z_0/m)} \quad (\text{eq. 11})$$

dove:

V(z): è la velocità del vento alla quota desiderata

V0: è la velocità del vento alla quota misurata

z: è la quota a cui si vuole ricavare la velocità

z0: è la quota di riferimento

m: è il coefficiente di scabrezza del suolo espresso in metri Tab. 4.1

Il coefficiente di scabrezza o rugosità rappresenta la dimensione media dei vortici a livello del terreno causati dalle irregolarità del suolo o dalla presenza di ostacoli, ovvero può essere espresso come l'altezza teorica a cui la velocità del vento è pari a zero. Di fatto equivale a far iniziare il profilo delle velocità a questa quota.

| Tipo di superficie | Altezza di rugosità [m] | |
|---|-------------------------|----------------|
| | Valore minimo | Valore massimo |
| Superficie ghiacciata | 0,00001 | 0,0001 |
| Sabbia e mare aperto senza onde | 0,0001 | 0,001 |
| Superfici nevose ed aree costiere | 0,001 | 0,006 |
| Erba falciata (0,01m) | 0,001 | 0,01 |
| Erba bassa, steppa, terreni aperti con poche case | 0,01 | 0,04 |
| Terreno incolto, piste di aeroporti | 0,02 | 0,03 |
| Erba alta, terreni agricoli con poche case | 0,04 | 0,1 |
| Palmeto o alberi bassi | 0,1 | 0,3 |
| Foresta di pini (altezza 15 m, 1 albero ogni 10 mq) | 0,9 | 1 |
| Periferie urbane poco densamente abitate, piccoli villaggi | 0,2 | 0,4 |
| Periferie urbane densamente abitate, centri di piccole città | 0,8 | 1,2 |
| Centri urbani di grandi città, aree montuose con forti pendii | 2,0 | 3,0 |

Tab. 4.1: coefficienti di scabrezza [m]

4.2 La risorsa eolica a bassa quota

I medesimi fenomeni di movimento di masse d'aria che avvengono a scala globale si manifestano anche a livello di micro area in prossimità delle aree urbanizzate.

La forte cementificazione delle città con relativo maggior assorbimento della radiazione solare e la presenza di carichi termici quali autovetture ed impianti di climatizzazione, fanno sì che l'area urbana sia caratterizzata da una temperatura tra 1,8 e 3,7 °C superiore rispetto alle aree rurali circostanti, causando sia un'alterazione dello strato limite del vento indisturbato, sia dei movimenti d'aria significativi in prossimità dei bordi della bolla di calore.

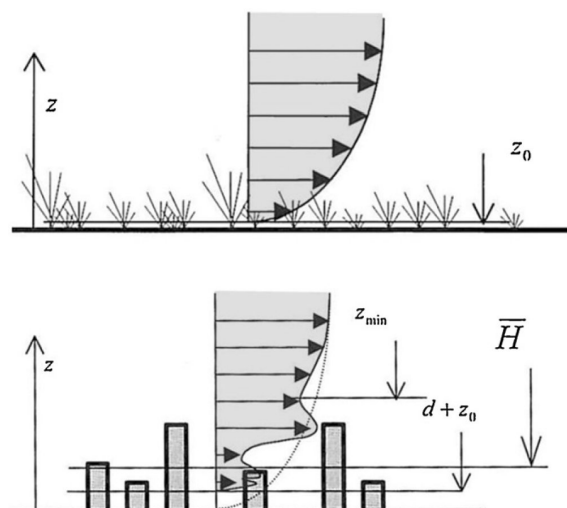


Fig. 4.3: alterazione locale del profilo verticale della velocità del vento)

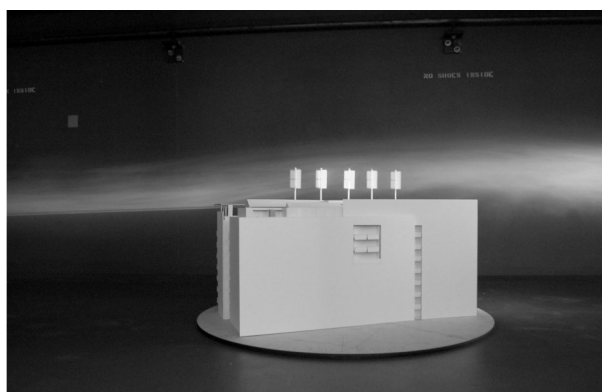


Fig. 4.4: analisi in galleria del vento dell'effetto degli edifici sull'andamento del profilo del vento

4.3 Stazioni di misura della risorsa

Grazie alla collaborazione con alcune società del settore eolico è stato possibile condurre diverse indagini anemometriche direttamente sul campo al fine di raccogliere i dati necessari alla caratterizzazione della risorsa eolica a bassa quota sia in ambito urbano in prossimità di edifici che in ambito sub-urbano.

In Tab. 4.2 sono riportate le stazioni di misura di lungo periodo che è stato possibile utilizzare per il monitoraggio della risorsa.

Tab. 4.2: elenco delle stazioni anemometriche

| cod. | località | tipologia |
|------|--|-----------------------------|
| 01 | Trento (TN) – Interporto – piattaforma | sommità di edificio |
| 02 | Trento (TN) – Interporto – campo test | prossimità di edifici |
| 03 | Trento (TN) – Interporto – torre sud | campo aperto in area urbana |
| 04 | Torbole sul Garda (TN) - Lungolago | sommità di edificio |
| 05 | Marina Romea (RA) – bagno Sole Luna | sommità di edificio |
| 06 | Messina (ME) – CNR ITAE | sommità di edificio |
| 07 | Roma (RM) – periferia zona Tiburtina | sommità di edificio |

4.3.1 Piattaforma VAWT Trento (cod. 01)

La stazione 01 si trova a Trento in località Interporto sulla piattaforma di test per aerogeneratori ad asse verticale ed è stata installata per poter correlare le misure eseguite sui prototipi con i dati di vento.

L'acquisizione viene effettuata registrando un dato ogni minuto con una frequenza di campionamento di 1 Hz secondo le specifiche della normativa IEC [24].

L'utilizzo di due sensori e la disposizione degli stessi in corrispondenza del baricentro planimetrico dell'edificio permettono altresì di analizzare le interferenze generate dalla copertura sulla producibilità degli aerogeneratori in funzione della direzione del vento ed in relazione alla dimensione prevalente dell'edificio stesso.



Fig. 4.5: collocazione della stazione cod. 01

| | | |
|--------------------|---------------|--------------------------------|
| data installazione | 18/07/2007 | |
| SENSORI | | |
| | tipo | quota |
| velocità 1 | Vectror A100S | 13 m (3 dal piano di appoggio) |
| velocità 2 | Vectror A100S | 16 m (6 dal piano di appoggio) |
| direzione 1 | Vectort W200P | 16 m (6 dal piano di appoggio) |
| temperatura | NRG 110S | 12 m (2 dal piano di appoggio) |
| pressione | NRG | 12 m (2 dal piano di appoggio) |
| datalogger | NOMAD 2 | |

4.3.2 Campo test Trento (cod. 02)

La stazione 02 è composta da due torri anemometriche, collocate a circa 400m l'una dall'altra, presso il campo test per HAWT a Trento, inoltre ciascuna torre risulta essere “a servizio” di un aerogeneratore ad asse orizzontale ad una distanza di circa 70m dalla rispettiva torre.

L'area è caratterizzata da una climatologia complessa trattandosi di un fondovalle costeggiato da un'orografia complessa attraverso la quale si incanalano i venti termici dell'alto Garda.

La torre nord risente inoltre delle scie causate da alcuni edifici bassi che influenzano anche il funzionamento del rispettivo aerogeneratore.

L'acquisizione è effettuata sulla base del minuto con frequenza di campionamento di 1 Hz, inoltre gli orologi dei datalogger sono sincronizzati giornalmente attraverso il servizio NTP del medesimo server, che permette di poter realizzare a posteriori:

- mappe e studi di dettaglio della risorsa eolica tenendo conto dell'orografia complessa;
- correlazioni tra il funzionamento degli aerogeneratori in relazione agli ostacoli presenti ed in funzione della direzione del vento.



Fig. 4.6: collocazione della stazione cod. 02 sud

| | | |
|--------------------|---------------------|-------|
| data installazione | 14/08/2009 | |
| SENSORI TORRE NORD | | |
| | tipo | quota |
| velocità 1 | Thies 4.3350.00.000 | 18 m |
| velocità 2 | Thies 4.3350.00.000 | 10 m |
| direzione 1 | Thies 4.3150.00.212 | 18 m |
| temperatura | Thies KPK 1/6 – ME | 11 m |
| pressione | Thies B08 0326 | 11 m |
| datalogger | Nesa TMF 100 | |
| SENSORI TORRE SUD | | |
| | tipo | quota |
| velocità 1 | Nesa ANS-VV-N | 18 m |
| velocità 2 | Nesa ANS-VV-N | 10 m |
| direzione 1 | Nesa ANS-DV-A | 18 m |
| temperatura | Nesa ANS-TA-N | 11 m |
| pressione | ANS-BAR-A | 11 m |
| datalogger | Nesa TMF100 | |

4.3.3 Trento sud (cod. 03)

La stazione 03 si trova presso la zona industriale Spini di Gardolo a Trento in una posizione di campo aperto con pochi ostacoli bassi in prossimità. La sua collocazione è a circa 800m in linea d'aria dalle torri cod. 02, in una posizione più distante dalle pareti rocciose della montagna a lato valle.

Da giugno 2010 la torre è stata dotata di un anemometro sonico 3D alla quota di 7m s.l.t. per effettuare le correlazioni ad alta frequenza tra vento e parametri di funzionamento di un aerogeneratore VAWT.



Fig. 4.7: collocazione della stazione cod. 03

| | | |
|--------------------|--------------|-------|
| data installazione | 24/07/2007 | |
| SENSORI | | |
| | tipo | quota |
| velocità 1 | Vector A100R | 15 m |
| velocità 2 | Vector A100R | 10 m |
| direzione 1 | Vector W200P | 15 m |
| temperatura | - | |
| datalogger | NOMAD 2 | |

4.3.4 CST (cod. 04)

La stazione 04 si trova sul lungo lago di Torbole sul Garda (TN) presso il Circolo Surf.

La sua collocazione è ottimale per raccogliere dati sui venti termici che si generano, soprattutto nella stagione estiva, in conseguenza della presenza della grande massa d'acqua del lago.



Fig. 4.8: collocazione della stazione cod. 04

| | | |
|--------------------|---------------|-----------------------------------|
| data installazione | 18/09/2009 | |
| SENSORI | | |
| | tipo | quota |
| velocità 1 | Nesa ANS-VV-N | 12 m s.l.t. (4 m dalla copertura) |
| velocità 2 | - | |
| direzione 1 | Nesa ANS-DV-A | 12 m s.l.t. (4 m dalla copertura) |
| temperatura | Nesa ANS-TA-N | |
| datalogger | Nesa TMF 100 | |

4.3.5 Bagno SoleLuna (cod. 05)

La stazione di misura è stata realizzata ed installata nell'ambito del progetto europeo

di ricerca della Provincia di Ravenna WICO, che mira a valutare il potenziale eolico delle coste di diverse regioni europee. Il sito, uno dei bagni della costa ravennate, oltre allo studio della risorsa potrà diventare un centro di prova per aerogeneratori in ambiente costiero (progetto Europeo WICO [41]).

L'altezza di misura è collocata a 3,5m di altezza dal piano di copertura dei locali dello stabilimento.



Fig. 4.9: collocazione della stazione cod. 05

| | | |
|--------------------|-----------------|-----------|
| data installazione | 24/06/2009 | |
| SENSORI | | |
| | tipo | quota |
| velocità 1 | NRG Maximum #40 | 6m s.l.t. |
| velocità 2 | - | |
| direzione 1 | NRG 200P | 6m s.l.t. |
| temperatura | - | |
| pressione | - | |
| datalogger | Nomad 2 | |

4.3.6 CNR Messina (cod. 06)

La copertura dell'Istituto ITAE del CNR di Messina è stata identificata come un sito adatto all'installazione di una stazione di misura per valutare la risorsa eolica in ambito urbano in un contesto di coperture degli edifici abbastanza complesso. Tale

installazione è stata scelta anche per diventare un campo test per aerogeneratori ad asse verticale (vd. §8.2.4), pertanto nella scelta del punto d'installazione si sono tenuti in considerazione, oltre che criteri legati al possibile disturbo del vento prodotto da strutture presenti o facenti parte della copertura ed edifici adiacenti, anche criteri legati alle modalità di connessione alla rete elettrica dell'aerogeneratore.



Fig. 4.10: collocazione della stazione cod. 06

| | | |
|--------------------|---------------|-----------------------------------|
| data installazione | 14/07/2009 | |
| SENSORI | | |
| | tipo | quota |
| velocità 1 | Nesa ANS-VV-N | 18 m s.l.t. (3 m dalla copertura) |
| velocità 2 | - | |
| direzione 1 | Nesa ANS-DV-A | 18 m s.l.t. (3 m dalla copertura) |
| temperatura | Nesa ANS-TA-N | |
| pressione | - | |
| datalogger | Nesa TMF 100 | |

4.3.7 Tecnopolo Roma (cod. 07)

La stazione 07 è collocata sulla sommità di un grande edificio direzionale nella zona nord est di Roma.

La frequenza di campionamento dei dati è pari a 0,5 Hz, con valori mediati sui 10 minuti.

La stazione è stata equipaggiata con un sensore di velocità del vento a coppe di tipo calibrato ed un sensore di direzione a banderuola posizionati ad una altezza pari a 3,5 m dal piano di calpestio della copertura del locale impianti situato sulla sommità dell'edificio stesso.

Il periodo di misura si riferisce al periodo compreso fra il 10/11/2009 ed il 09/09/2011 con una disponibilità del dato del 100,0%.



Fig. 4.11: collocazione della stazione cod. 07

| | | |
|--------------------|-----------------|-----------------------------------|
| data installazione | 10/11/2009 | |
| SENSORI | | |
| | tipo | quota |
| velocità 1 | NRG Maximum #40 | 23 m s.l.t. (3 m dalla copertura) |
| velocità 2 | - | |
| direzione 1 | NRG 200P | 23 m s.l.t. (3 m dalla copertura) |
| temperatura | - | |
| pressione | - | |
| datalogger | Nomad 2 | |

4.4 Analisi di macro scala

La modellistica dei fenomeni climatici a scala globale ha raggiunto elevati standard qualitativi grazie ad una rete globale che trae informazione da molteplici risorse (stazioni meteo, boe oceanografiche, misure satellitari).

Il principale scopo della raccolta di questi dati è la previsione delle condizioni meteorologiche con sempre maggior accuratezza e per periodi più lunghi. Negli ultimi anni diverse aziende del settore hanno però anche visto la possibilità di utilizzare questi dati di dettaglio, raccolti puntualmente, per ricostruire l'andamento storico delle condizioni meteorologiche in un qualsiasi punto della superficie terrestre. Tale opportunità ha ovviamente suscitato un fortissimo interesse da parte di tutti i soggetti collegati al settore eolico, in quanto hanno visto la possibilità di avere in brevissimo tempo una valutazione della risorsa eolica di qualsiasi sito nel mondo senza la necessità di condurre lunghe campagne anemometriche.

Ovviamente tale possibilità ha di contro le incertezze derivate dal fatto che in un modello meteorologico a scala globale che cerca di indagare fenomeni di micro scala entrano in gioco una moltitudine di fattori aggiuntivi quali la rugosità superficiale locale, effetti isola di calore delle città e l'orografia di dettaglio, solo per citarne alcuni. Inoltre un piccolo errore di misura una volta considerati tutti i fattori necessari al suo trasporto a decine di chilometri di distanza può significare grandi differenze tra il dato stimato e quello reale.

Sempre più aziende attive nel settore dell'analisi meteorologica stanno perfezionando i propri modelli per giungere ad una affidabilità sempre maggiore riguardanti le analisi

condotte tra gli operatori.

Gli output di una reanalisi sono tutti i parametri meteorologici di una determinata coordinata geografica a partire dall'altezza del suolo sino alla stratosfera. Tale procedura può essere effettuata a due livelli di dettaglio:

Reanalisi per scouting o Macroreanalisi

- è condotta su più anni (generalmente 5);
- la porzione geografica interessata è estesa;
- la “griglia” di analisi è mediamente fine (circa 0,5-1 km in relazione alle caratteristiche orografiche).

Lo scopo della MACROREANALISI non è il raggiungimento della massima precisione possibile nei risultati ma il giusto equilibrio tra qualità e velocità di esecuzione dello screening analizzando AMPIE porzioni di territorio.

Reanalisi per micrositing o Microreanalisi

- è condotta su più anni (da 2 a 5);
- la porzione geografica interessata è limitata (qualche chilometro quadrato);
- la “griglia” è estremamente fine (180 m o meno con estrazioni puntuali dei dati d’interesse) da valutare in base alle caratteristiche orografiche).

La MICROANALISI permette di caratterizzare con la massima precisione le caratteristiche di un sito.

Si può affermare che tale approccio inizia ad acquistare una certa rilevanza per i parchi eolici di classe multi MegaWatt, in particolare per siti con orografia non complessa: vi sono studi scientifici che dimostrano errori tra il dato elaborato e quello reale di pochissimi punti percentuali sulla media dei 10 minuti.

Tale affidabilità ha quindi iniziato ad interessare le società che si occupano di aerogeneratori di piccola taglia per i quali i costi di una campagna anemometrica tradizionale sono insostenibili rispetto all'investimento richiesto per l'aerogeneratore.

Nei capitoli successivi (§5.2 §5.4) in relazione all'analisi della risorsa eolica verrà presa in considerazione anche questa risorsa e ne verrà fatta una prima valutazione a riguardo del settore dell'eolico di piccola taglia.

5

Elaborazioni statistiche della risorsa

Diverse metodologie a confronto

Nei seguenti paragrafi sono riportate le elaborazioni statistiche della risorsa eolica a partire da diversi dati di origine. In prima istanza sono presentati i dati ottenuti dalle analisi e dalle elaborazioni dalle stazioni di misura presentate nel paragrafo §4.3, successivamente i risultati delle elaborazioni derivate da modelli meteo climatici a scala globale, infine un caso di integrazione dei due sistemi.

5.1 Dati misurati

In questo paragrafo si riportano le elaborazioni dei dati anemometrici raccolti attraverso le stazioni descritte al paragrafo §4.3.

Per tutte le stazioni è stata calcolata la distribuzione di densità di frequenza, la rosa dei venti e dell'energia e l'indice di turbolenza; nelle stazioni dotate di sensori a quote differenti è stato elaborato anche il gradiente verticale della velocità del vento.

Tutti i dati sono stati filtrati al fine di non considerare i periodi di non funzionamento del datalogger che avrebbero falsato le elaborazioni.

stazione 01

Questa stazione è caratterizzata da una disponibilità del dato del 96% su un periodo compreso tra il 26/7/2007 e il 31/8/2011. La risorsa risulta essere piuttosto carente

(Fig. 5.1, Fig. 5.2) anche se si può osservare un andamento ciclico giornaliero, nei mesi estivi, di intensità significativa in conseguenza dei venti termici che si incanalano lungo la valle a partire dal lago di Garda (Fig. 5.5).

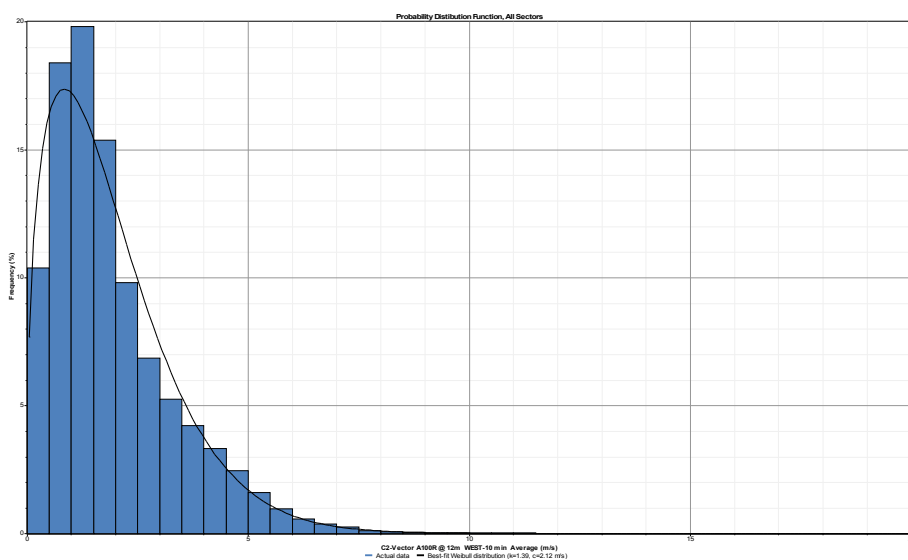


Fig. 5.1: 12 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,39$; $c=2,12$ m/s

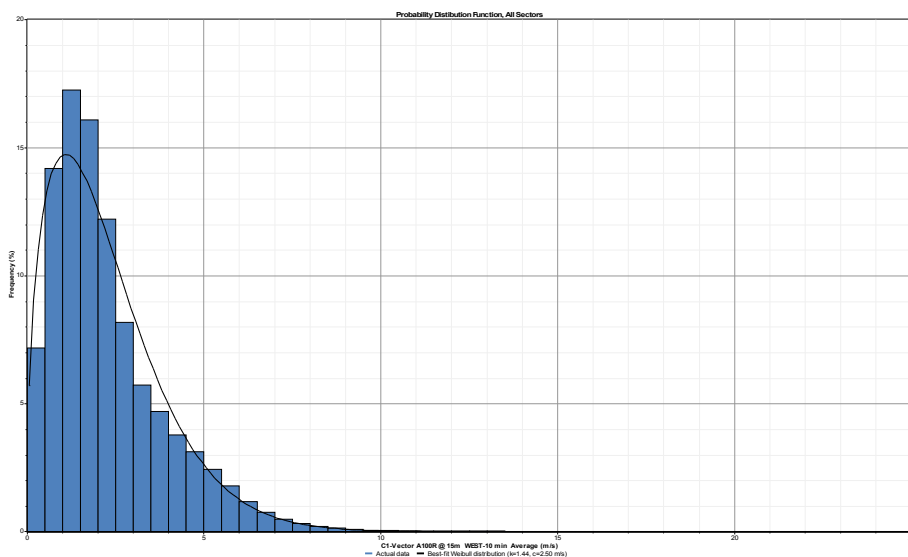
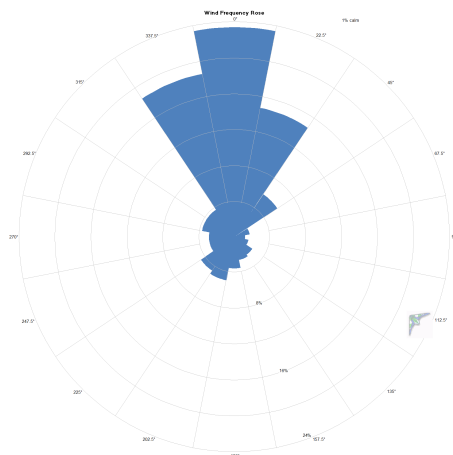
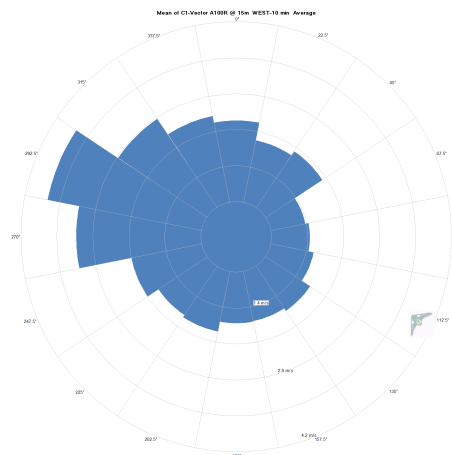
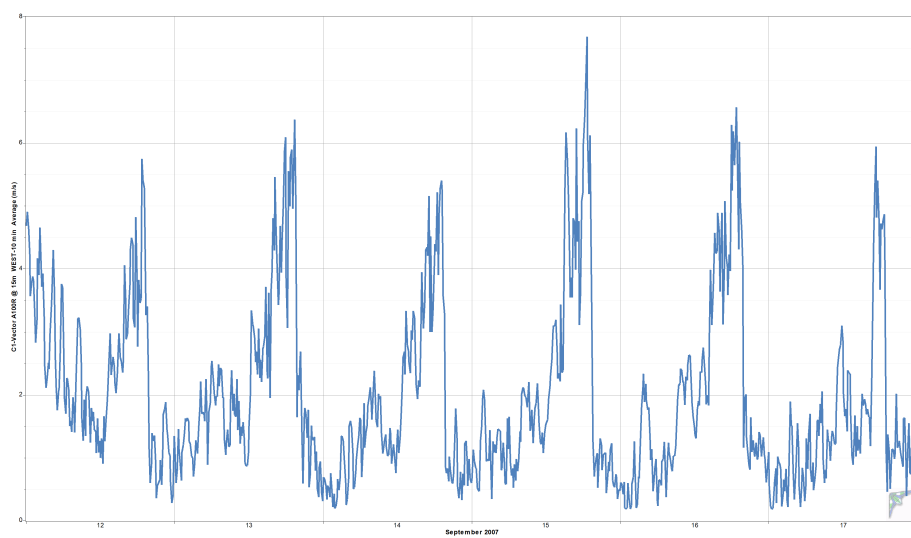


Fig. 5.2: 15 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,44$; $c=2,5$ m/s

*Fig. 5.3: rosa dei venti**Fig. 5.4: rosa dell'energia**Fig. 5.5: andamento giornaliero del vento nei mesi estivi*

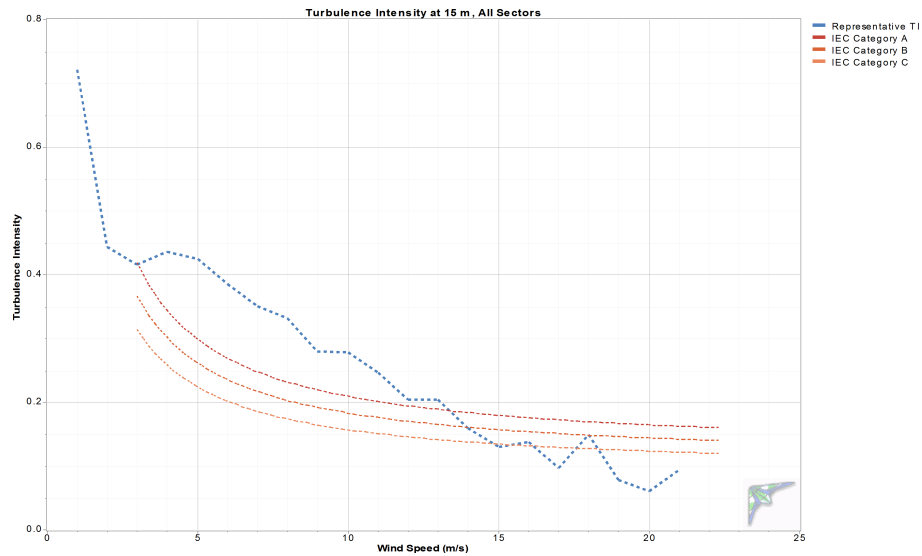


Fig. 5.6: 15 m s.l.t. -analisi della turbolenza

In Fig. 5.6 è riportato l'indice di turbolenza calcolato e confrontato con le curve dello stesso delle norme IEC 61400.

stazione 02

Questo sito è caratterizzata da una disponibilità del dato pari al 94% per la torre sud e 75% per la torre nord, tale differenza è conseguenza di un guasto della stazione di misura. Il periodo di dati analizzati è compreso tra il 14/8/2009 e il 30/11/2011. La risorsa risulta essere piuttosto carente (Fig. 5.7, Fig. 5.9) e si può notare, dall'osservazione delle rosa dell'energia (Fig. 5.11, Fig. 5.13) come la presenza dei bassi edifici presso la torre nord influenzano in maniera significativa le direzioni prevalenti.

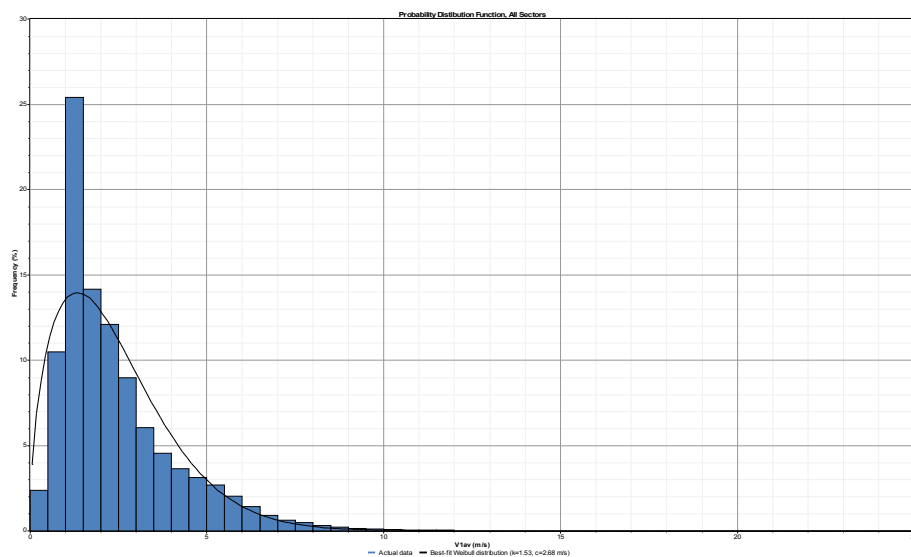


Fig. 5.7: Torre Sud 18 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,53$; $c=2,68$ m/s

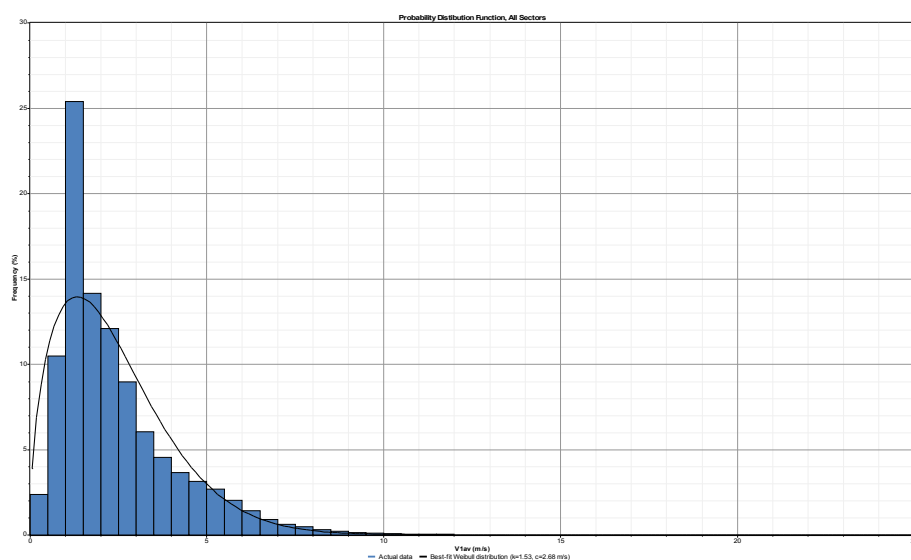


Fig. 5.8: Torre Sud 18 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,53$; $c=2,68$ m/s

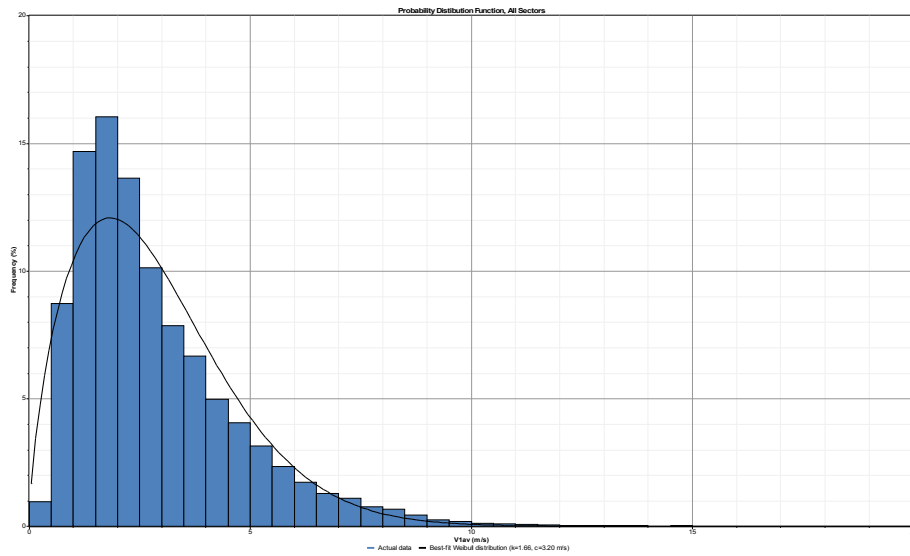


Fig. 5.9: Torre Nord 18 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,66$; $c=3,20$ m/s

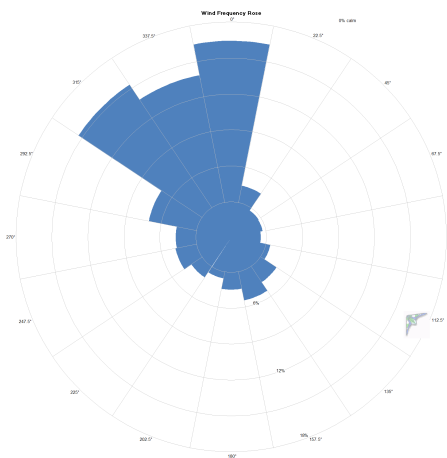


Fig. 5.10: Torre Sud - rosa dei venti

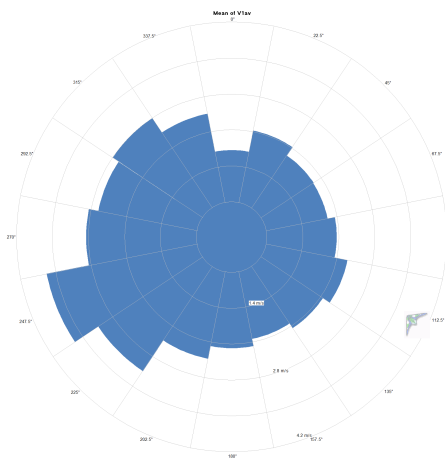


Fig. 5.11: Torre Sud - rosa dell'energia

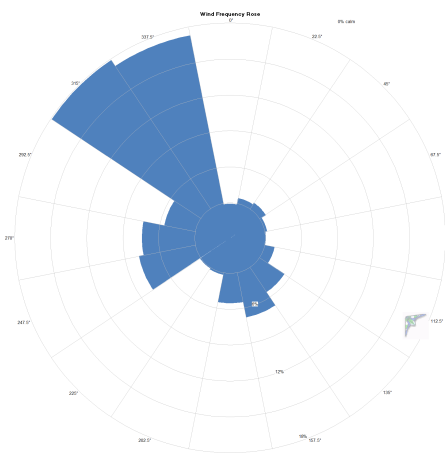


Fig. 5.12: Torre Nord - rosa dei venti

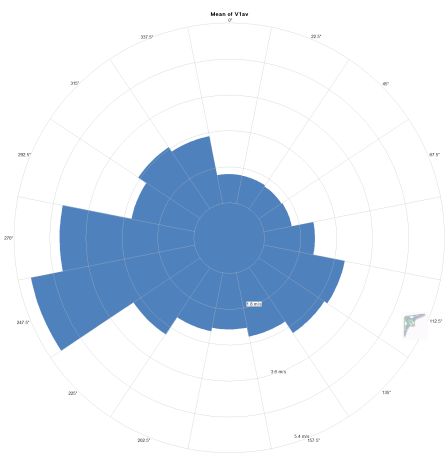


Fig. 5.13: Torre Nord - rosa dell'energia

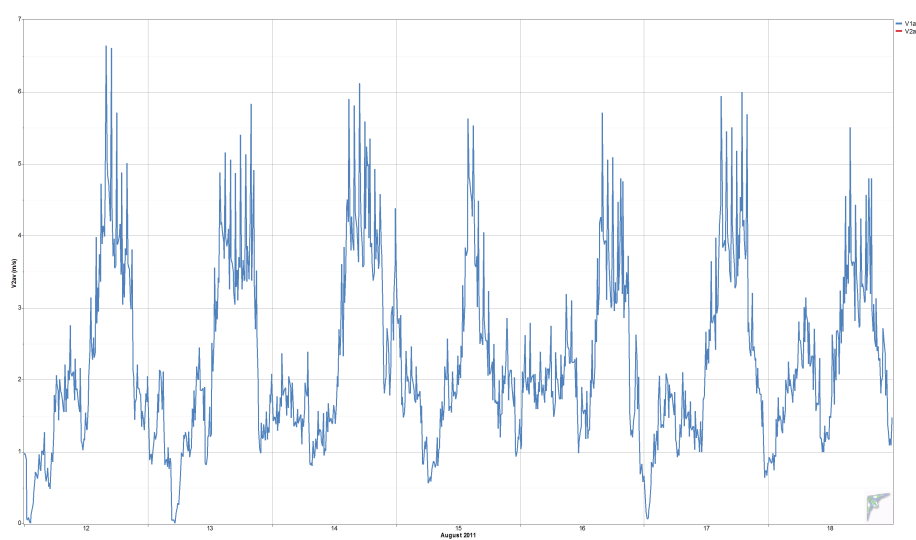


Fig. 5.14: Torre Sud - andamento giornaliero del vento nei mesi estivi

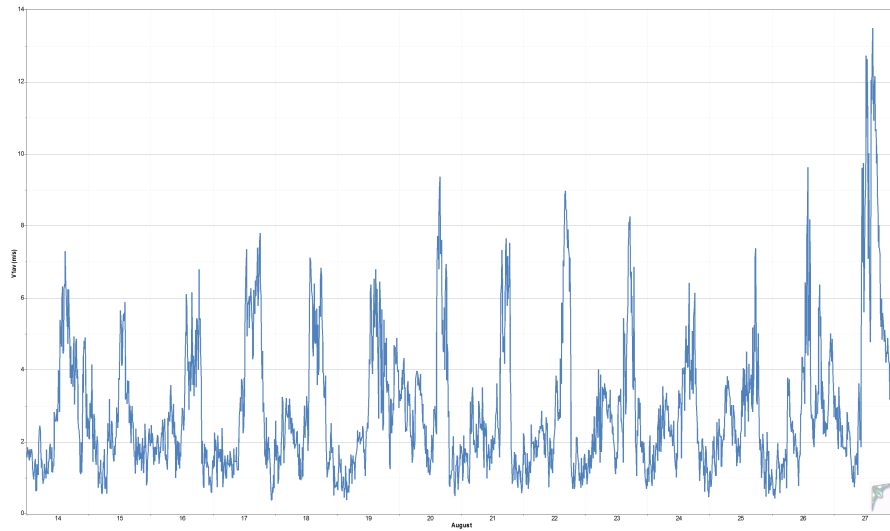


Fig. 5.15: Torre Nord - andamento giornaliero del vento nei mesi estivi

In Fig. 5.16 e Fig. 5.17 sono riportati i profili verticali del vento calcolati a partire dai dati misurati per entrambe le torri di misura.

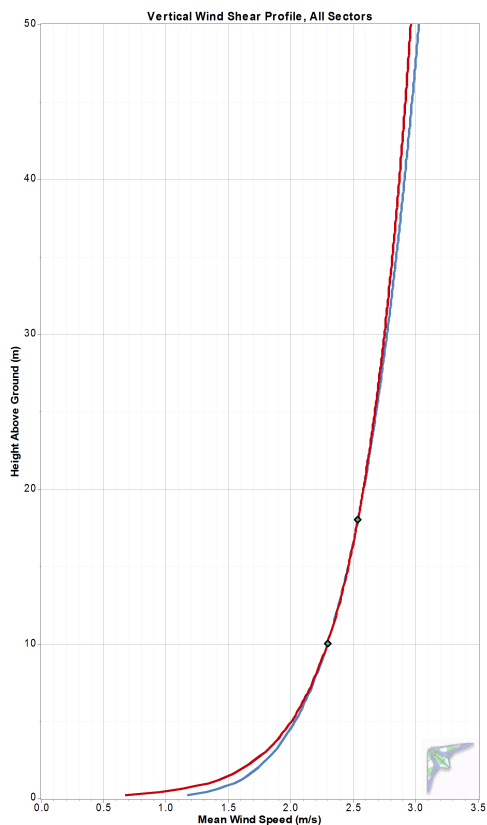


Fig. 5.16: Torre Sud – profilo verticale della velocità del vento

Esponente della legge di potenza: 0.172

Altezza di rugosità (m): 0.0400

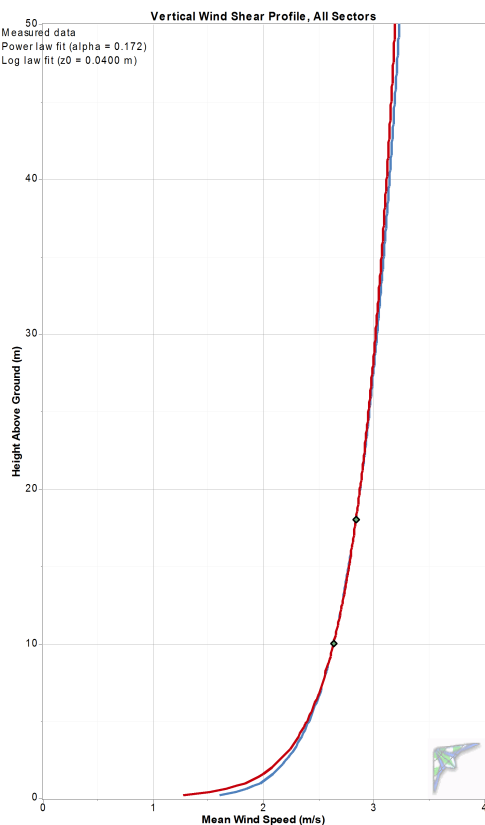


Fig. 5.17: Torre Nord – profilo verticale della velocità del vento

Esponente della legge di potenza: 0.127

Altezza di rugosità (m): 0.051

stazione 03

Questa stazione è caratterizzata da una disponibilità del dato del 98% su un periodo compreso tra il 24/7/2007 e il 31/10/2011. Come già evidenziato dalle stazioni cod. 1 e cod. 2, la risorsa dell'intera area risulta essere piuttosto carente (Fig. 5.18, Fig. 5.19).

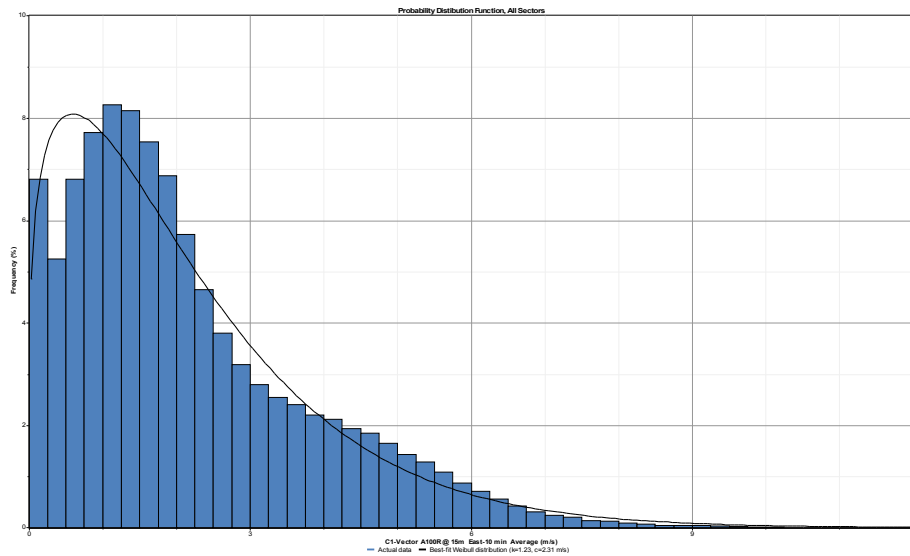


Fig. 5.18: 15 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,23$; $c=2,31$ m/s

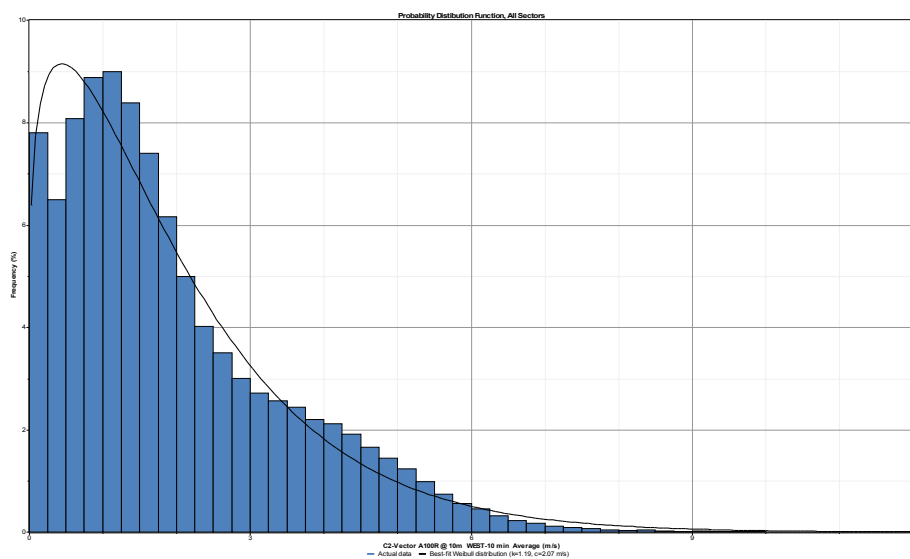


Fig. 5.19: 10 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,19$; $c=2,07$ m/s

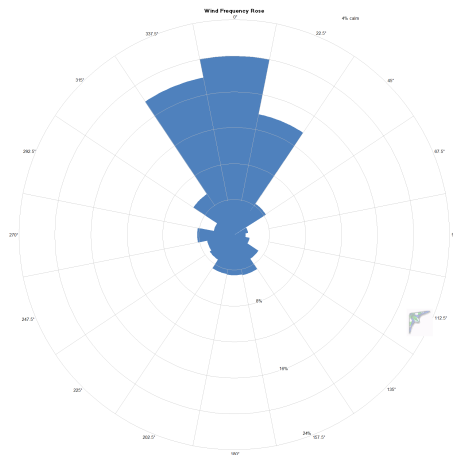


Fig. 5.20: rosa dei venti

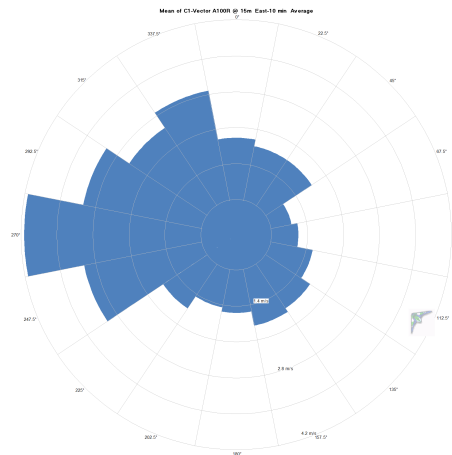


Fig. 5.21: rosa dell'energia

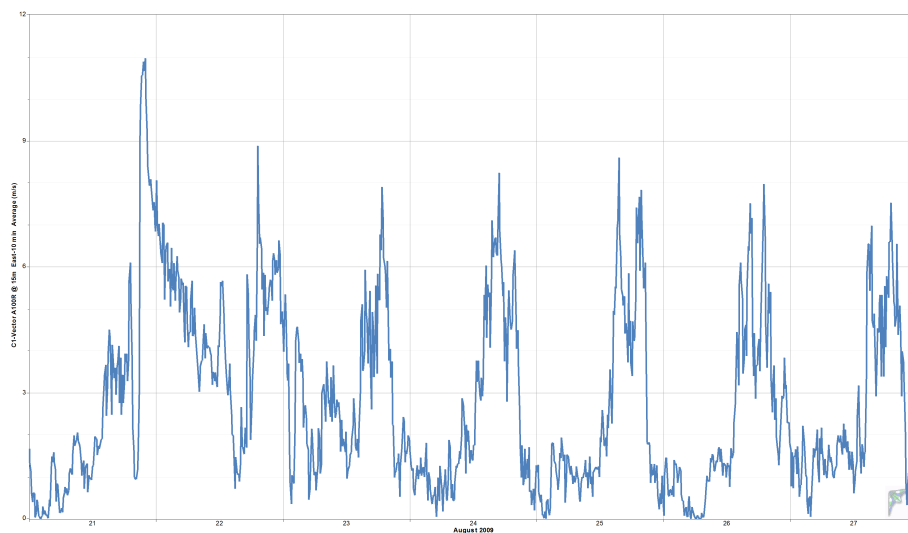


Fig. 5.22: andamento giornaliero del vento nei mesi estivi

In Fig. 5.23 è riportato l'indice di turbolenza calcolato e confrontato con le curve dello stesso delle norme IEC 61400: in relazione a velocità medie del vento molto basse i valori di turbolenza risultano elevati in conseguenza di un elevata variabilità giornaliera del vento.

In Fig. 5.24 è rappresentato il profilo verticale del vento calcolati a partire dai dati misurati sia rispetto alla legge esponenziale che rispetto a quella logaritmica.

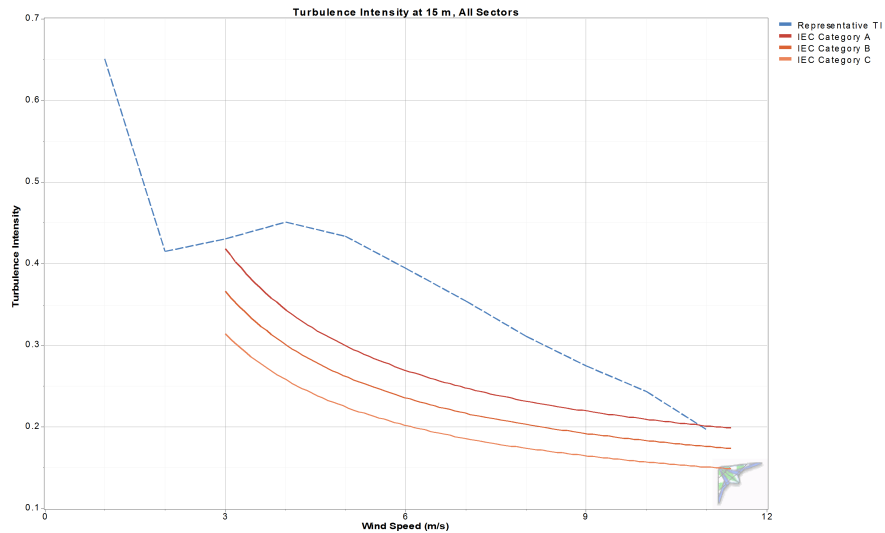


Fig. 5.23: 18 m s.l.t. – analisi della turbolenza (in blu i valori misurati)

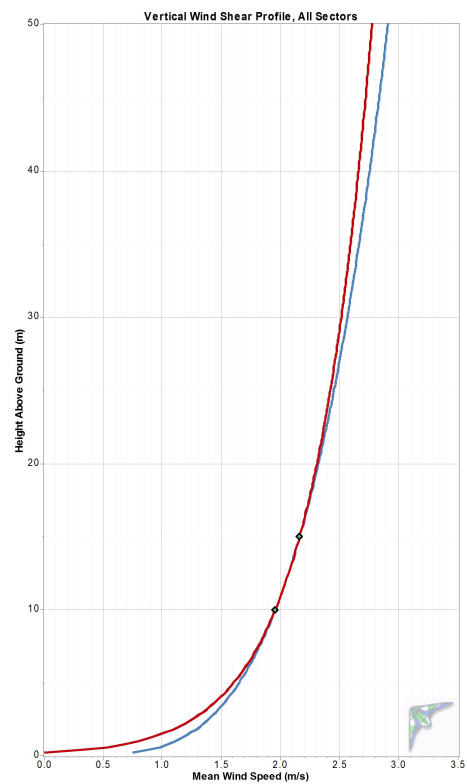


Fig. 5.24: profilo verticale della velocità del vento

Esponente della legge di potenza: 0.172 - Altezza di rugosità (m): 0.0400

stazione 04

Questa stazione è caratterizzata da una disponibilità del dato del 98% su un periodo compreso tra il 18/9/2007 e il 30/9/2011. La risorsa risulta essere significativa in relazione al fatto di trovarsi in un'area urbana (Fig. 5.25, Fig. 5.26). La vicinanza al lago di Garda comporta la presenza di venti termici, con fenomeni anche rilevanti, a partire dal mese di marzo sino ad autunno inoltrato con un marcato andamento giornaliero (Fig. 5.28).

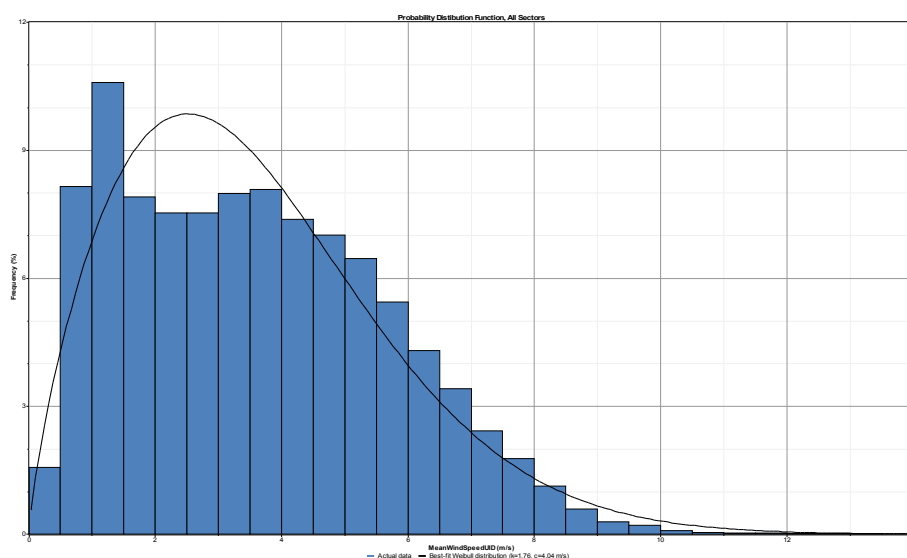


Fig. 5.25: 15 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,76$; $c=4,44$ m/s

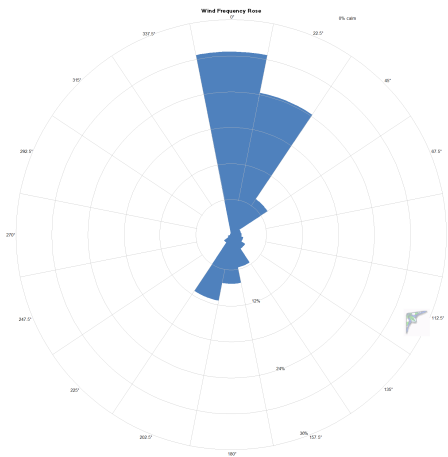


Fig. 5.26: rosa dei venti

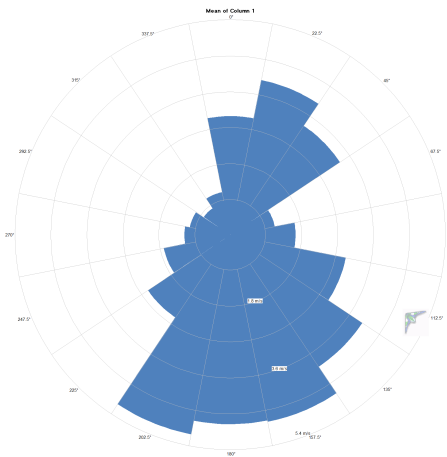


Fig. 5.27: rosa dell'energia

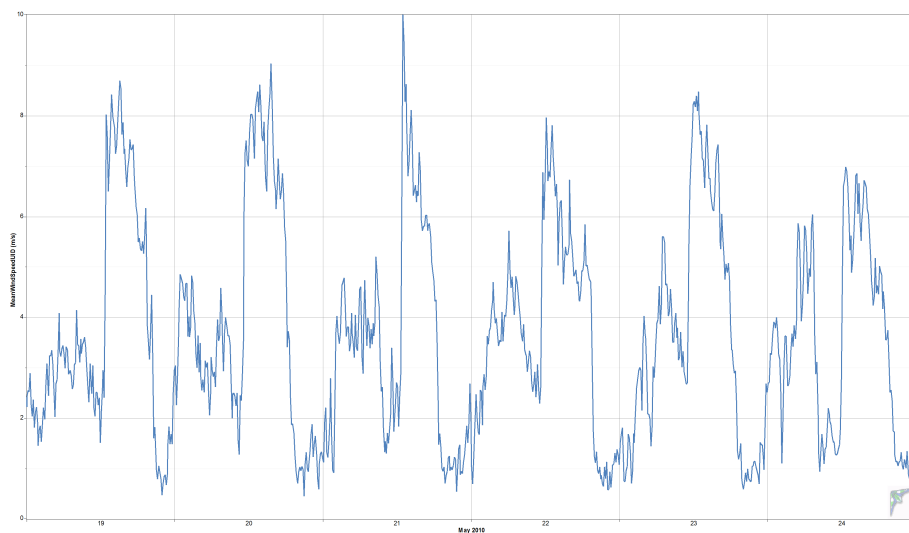


Fig. 5.28: andamento giornaliero del vento nei mesi estivi

In Fig. 5.29 è riportato l'indice di turbolenza calcolato e confrontato con le curve dello stesso delle norme IEC 61400.

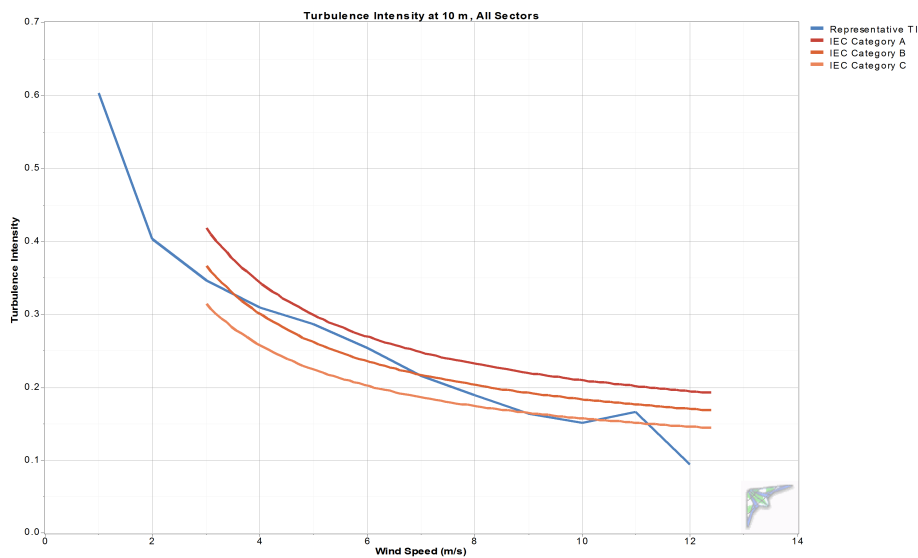


Fig. 5.29: 15 m s.l.t. -analisi della turbolenza

stazione 05

Il periodo di misura di tale stazione è compreso tra il 24/11/2009 ed il 30/09/2011 con una disponibilità del dato pari al 100%.

I valori misurati risultano essere influenzati negativamente dalla presenza della alta pineta in prossimità dello stabilimento balneare, tale aspetto giustifica anche la quasi completa assenza di vento di terra (Fig. 5.31).

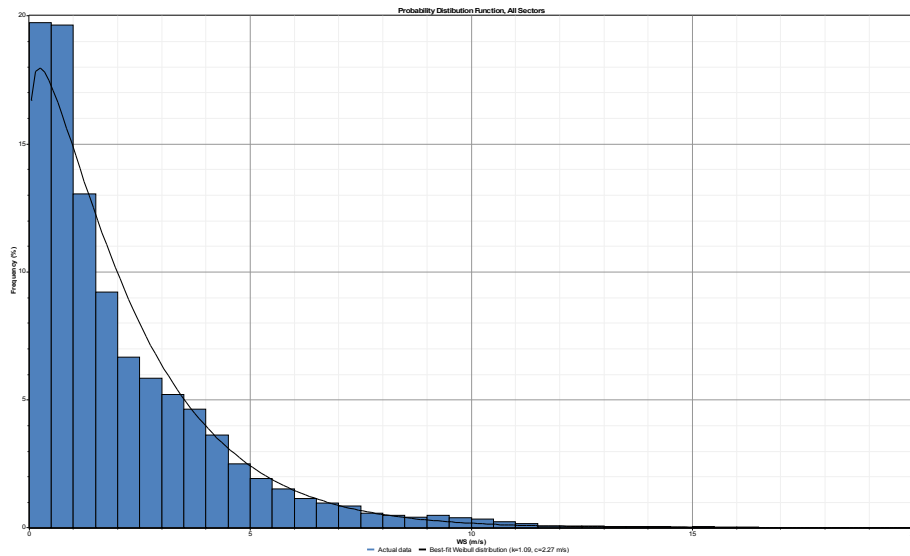


Fig. 5.30: 7 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,09$; $c=2,27$ m/s

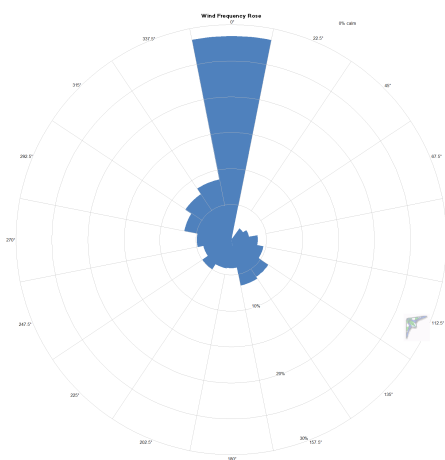


Fig. 5.31: rosa dei venti

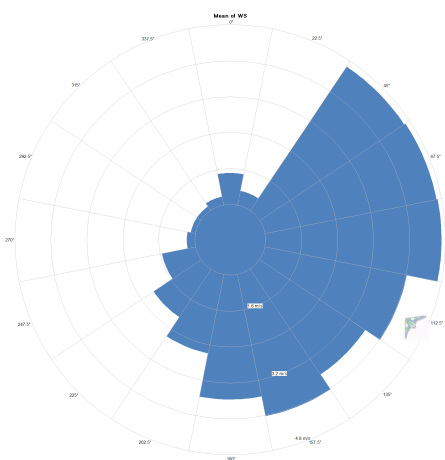


Fig. 5.32: rosa dell'energia

stazione 06

Questa stazione è caratterizzata da una disponibilità del dato del 99% su un periodo compreso tra il 9/9/2009 e il 30/9/2011. La risorsa risulta essere interessante da un punto di vista energetico, anche in relazione al fatto che si tratta di una stazione urbana.

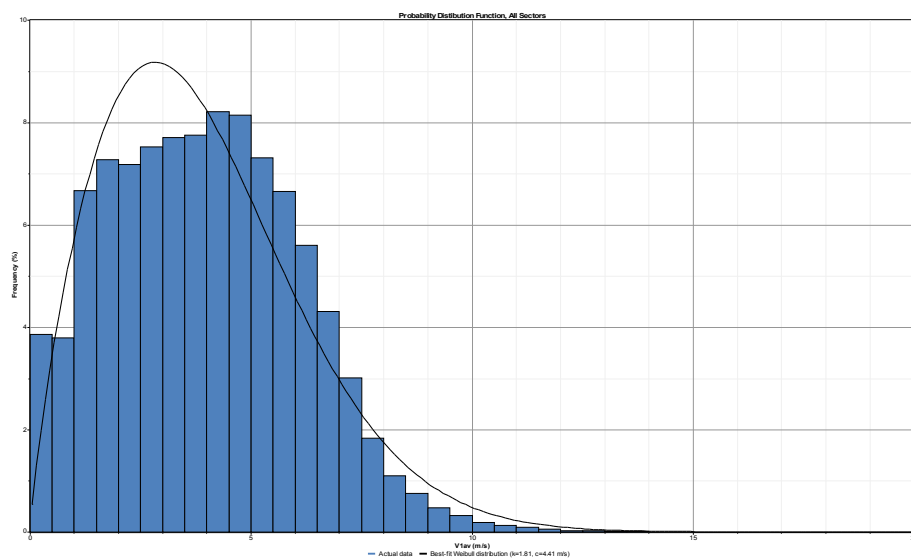


Fig. 5.33: weibull fit: $k=1,81$; $c=4,41$ m/s

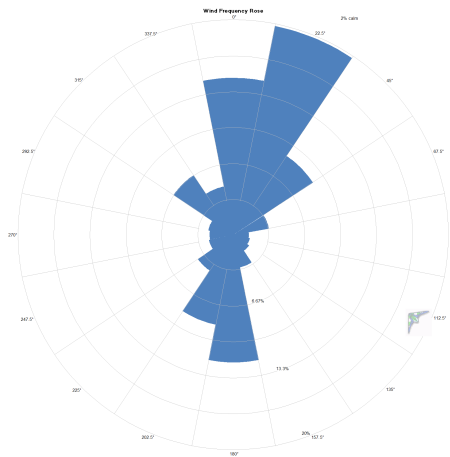


Fig. 5.34: rosa dei venti

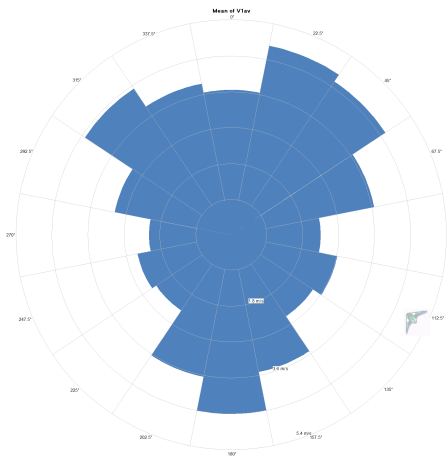


Fig. 5.35: rosa dell'energia

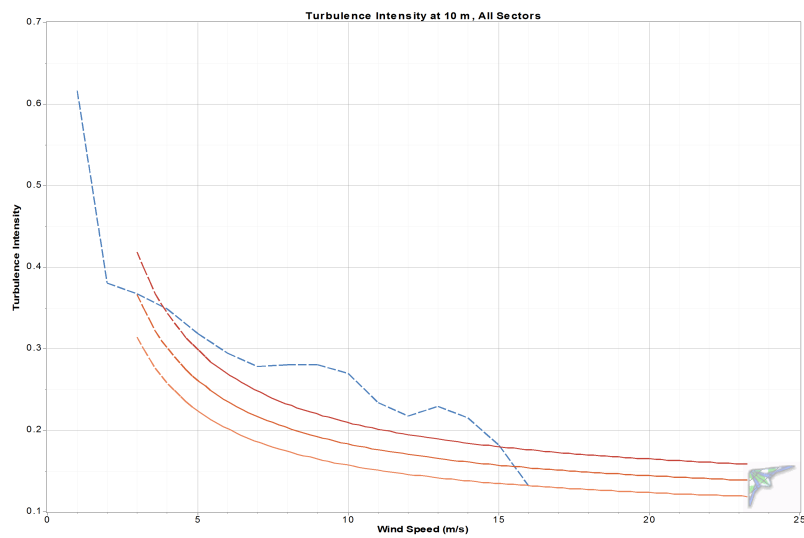


Fig. 5.36: analisi della turbolenza

stazione 07

Il periodo di misura per questa stazione si riferisce al periodo compreso fra il 10/11/2009 ed il 09/09/2011, data di dismissione della stazione, con una disponibilità del dato del 100,0%.

Nonostante l'elevata quota d'installazione e la completa assenza di ostacoli, la risorsa misurata risulta essere piuttosto carente Fig. 5.37.

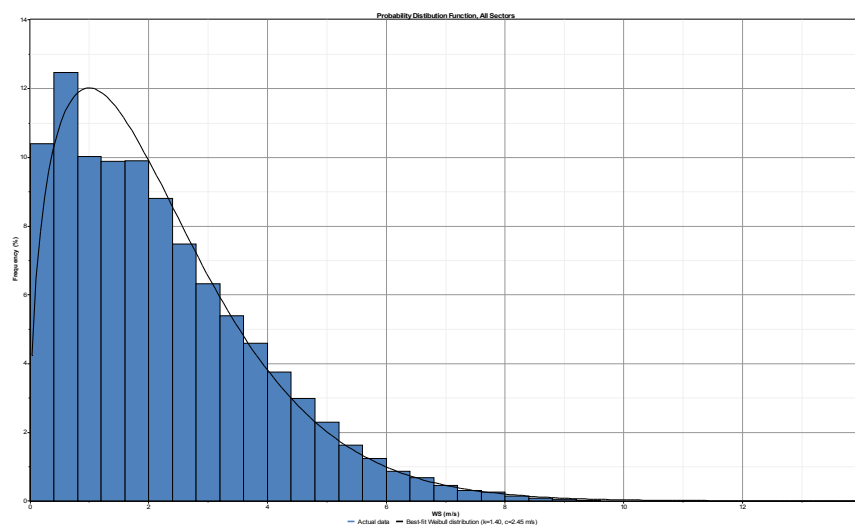


Fig. 5.37: weibull fit: $k=1,4$; $c=2,45$ m/s

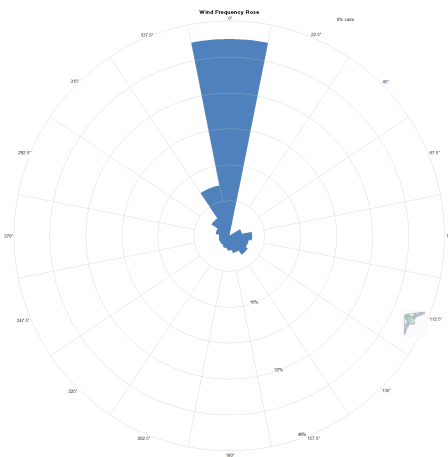


Fig. 5.38: rosa dei venti

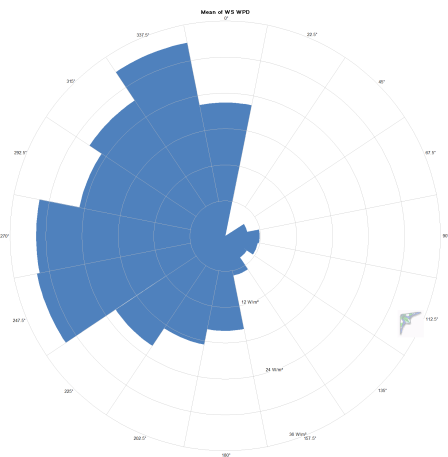


Fig. 5.39: rosa dell'energia

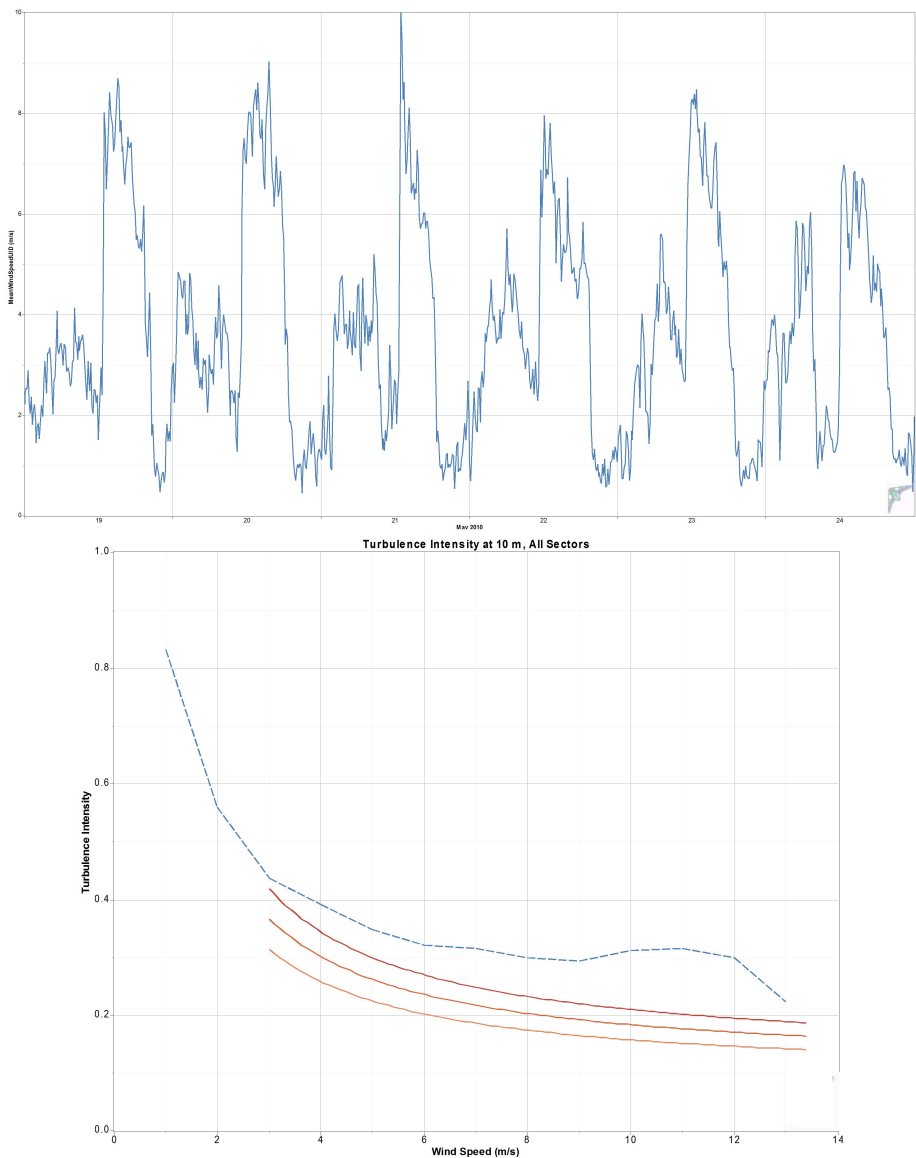


Fig. 5.41: analisi della turbolenza

5.2 Dati di reanalisi: l'appennino parmense

Le medesime elaborazioni effettuate sui dati raccolti attraverso una stazione di misura possono essere fatte su quelli provenienti da elaborazioni di reanalisi di macro area.

Di seguito si riportano le analisi della risorsa eolica di un sito sul medio appennino parmense a partire dai dati di reanalisi. Il periodo preso in esame è pari a 30 mesi, quindi sufficientemente lungo da caratterizzare il sito, ma non sono state applicate tecniche di filtraggio in post elaborazione, pertanto i dati alle quote più vicine al terreno potrebbero presentare significativi margini di errore rispetto ai dati reali.

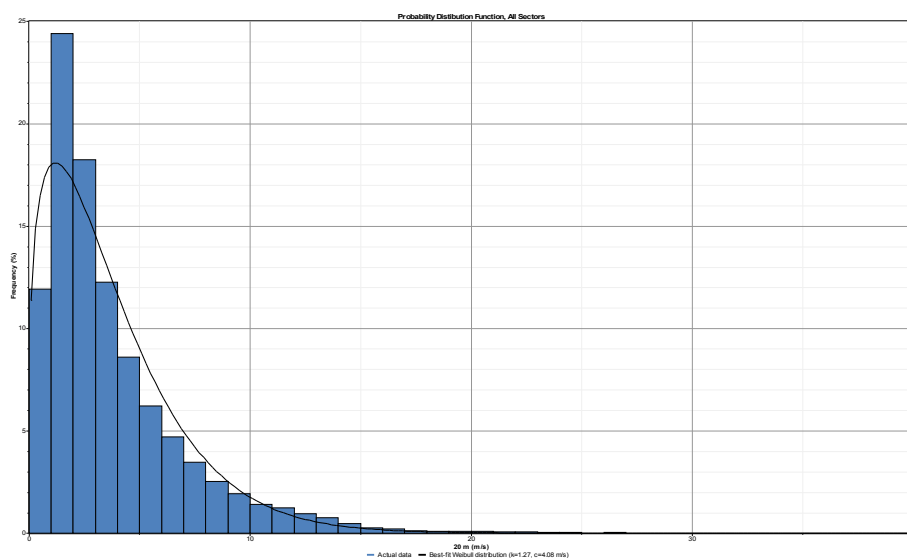


Fig. 5.42: 20 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,27$; $c=4,08$ m/s

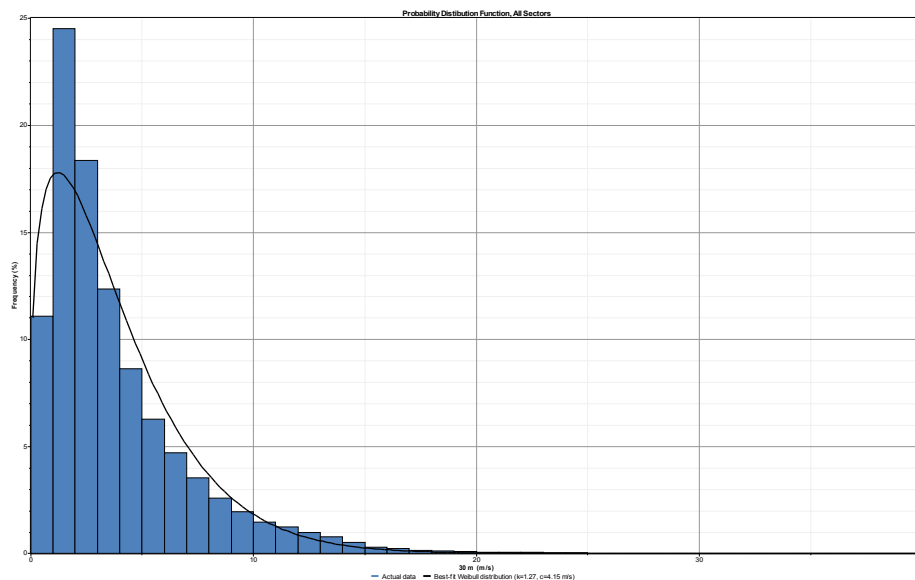


Fig. 5.43: 20 m s.l.t. – weibull fit: $k=1,28$; $c=4,15$ m/s

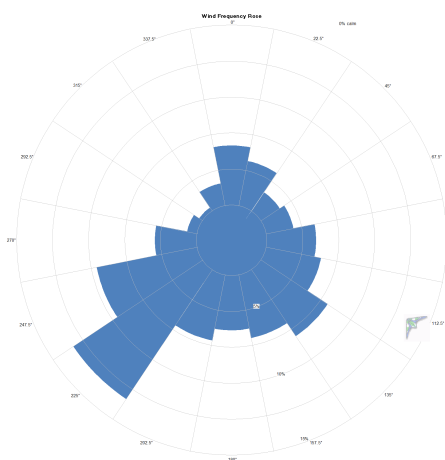


Fig. 5.44: rosa dei venti

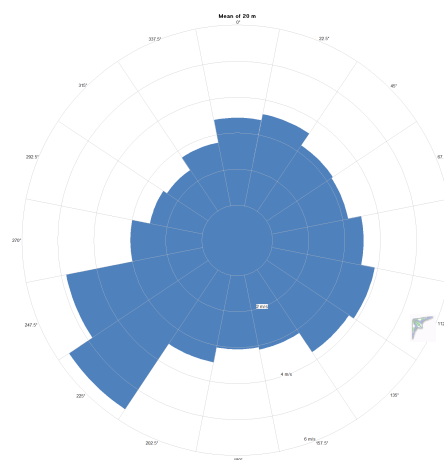


Fig. 5.45: rosa dell'energia

In questo caso, l'affidabilità del dato è fortemente legata alle metodologie utilizzate nella reanalisi: un confronto tra dati provenienti da stazioni anemometriche e dati elaborati è presente nel paragrafo §5.4.

Vi sono tuttavia alcuni accorgimenti che possono essere presi per una prima valutazione di affidabilità del dato: innanzitutto la rosa dell'energia dovrebbe risultare compatibile con gli ostacoli principali (es. in un fondovalle vi dovrà essere una marcata

direzione prevalente longitudinale alla stessa). La ricostruzione del profilo verticale della velocità del vento (Fig. 5.46) può fornire un'indicazione dei parametri di rugosità locali utilizzati durante il processo di elaborazione, in questo caso valori distanti rispetto a quelli suggeriti dal contesto autorizzano a ritenere i valori di velocità poco attendibili soprattutto alle quote più basse.

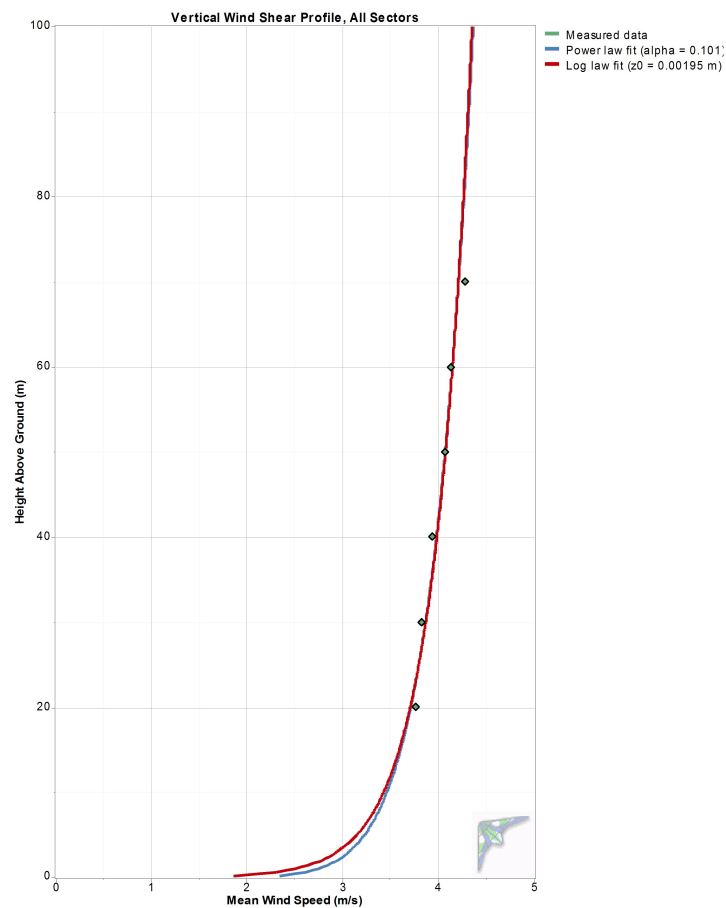


Fig. 5.46: profilo verticale delle velocità

5.3 Dati misti: l'analisi di macro area dell'Appennino modenese

L'integrazione di diverse fonti di provenienza dei dati relativi alla risorsa eolica è spesso necessaria quando si deve procedere alla valutazione di un territorio vasto ma al contempo non si dispone delle risorse economiche per condurre un'indagine utilizzando molteplici anemometri distribuiti sull'area, ovvero quando si dispone di alcuni dati storici e si vuole migliorare il modello di stima della risorsa con dati provenienti da altre fonti.

Nello specifico, l'area analizzata, rappresentativa del medio Appennino emiliano, copre un territorio di 175 kmq includendo i Comuni di Lama Mocogno, Palagano e Polinago della Provincia di Modena.

Tab. 5.1: dati riassuntivi dei Comuni interessati dallo studio

| Comune | Superficie | Popolazione |
|--------------|-----------------------|-------------|
| Lama Mocogno | 63,77 Km ² | 2938 |
| Palagano | 60,43 Km ² | 2442 |
| Polinago | 53,84 Km ² | 1779 |

Sull'area vasta dell'Appennino modenese sono attualmente operativi alcuni anemometri, installati da società private attive nel settore energetico, che stanno monitorando la risorsa eolica da alcuni anni al fine di valutare la fattibilità di impianti eolici di diversa taglia.

A partire dai dati misurati da queste stazioni, fatta salva la riservatezza e la proprietà dei dati stessi, si è elaborata una mappa eolica a bassa quota del territorio che potesse assistere anche le pubbliche amministrazioni nel valutare la possibilità di realizzare e regolamentare gli impianti eolici di piccola taglia.

Il mini eolico può diventare infatti una risorsa importante soprattutto in quelle aree, come quelle in oggetto, dove le infrastrutture ed il territorio rendono, al momento, difficile l'installazione di grandi impianti eolici, ma al contempo vi è una diffusione capillare di tante piccole e medie realtà agricole ed industriali con capacità finanziarie compatibili con gli investimenti richiesti per l'installazione di piccoli aerogeneratori.

Nei paragrafi seguenti saranno analizzate le motivazioni legate all'adozione diffusa di aerogeneratori di piccola taglia, mettendone in luce potenzialità e criticità in relazione

alle diverse tecnologie ad oggi disponibili sul mercato.

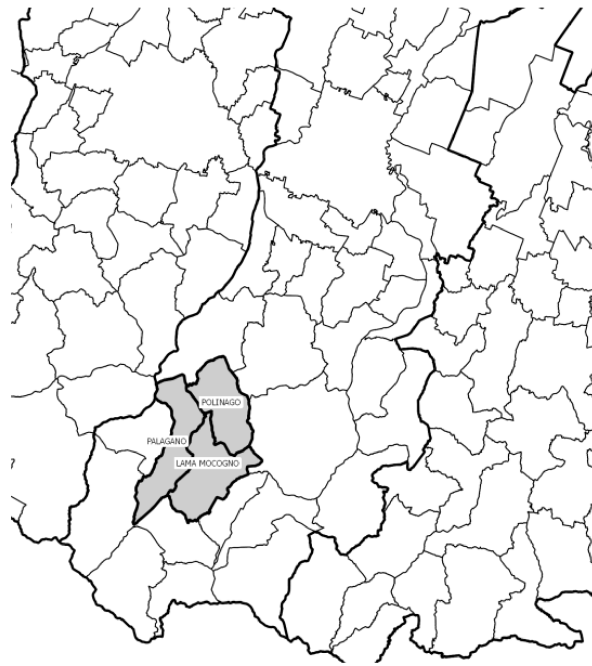


Fig. 5.47: l'area della presente analisi in relazione al territorio provinciale

Climatologia

Il clima del medio Appennino settentrionale è di tipo temperato ad estate tiepida, caratterizzato da fenomeni di vento soprattutto in autunno e primavera. In inverno possono essere presenti alcune giornate di vento molto forte associato a temperature al di sotto dello zero anche nelle ore diurne.

Sui rilievi sono possibili accumuli di neve da metà dicembre sino a metà marzo.

Aree naturali protette

Sull'area vasta sono presenti diverse aree protette sia a livello comunitario che locale. In particolare nella zona oggetto della presente analisi vi sono le seguenti aree definite dalla Rete Natura 2000

- IT4040005 (SIC-ZPS): Alpe Sigola, Sasso Tignoso e Monte Cantieri [49].
- IT4040006 (SIC): Poggio Bianco Dragone [50].

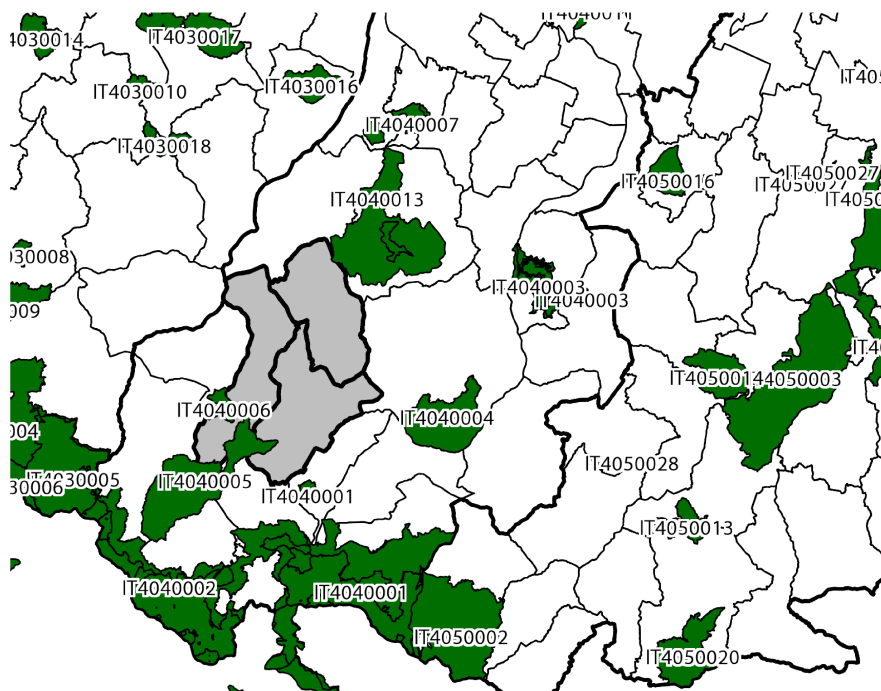


Fig. 5.48: aree naturali protette comunitarie e nazionali con evidenziato in grigio l'area di studio

Territorio e orografia

Tutto il territorio dell'Appennino modenese è caratterizzato da una elevata variabilità morfologica, pertanto per la corretta analisi della risorsa eolica è stato necessario adottare un modello digitale del terreno con una risoluzione di 30m, al fine di poter cogliere con precisione anche le variazioni altimetriche minori. Tali differenze di altimetria sono, generalmente, poco significative per gli impianti multi MegaWatt in quanto l'altezza della torre permette al rotore di rimanere al di fuori dei moti turbolenti generati a causa dell'interferenza della vena fluida con il suolo, mentre gli aerogeneratori mini eolici ne possono risentire fortemente.

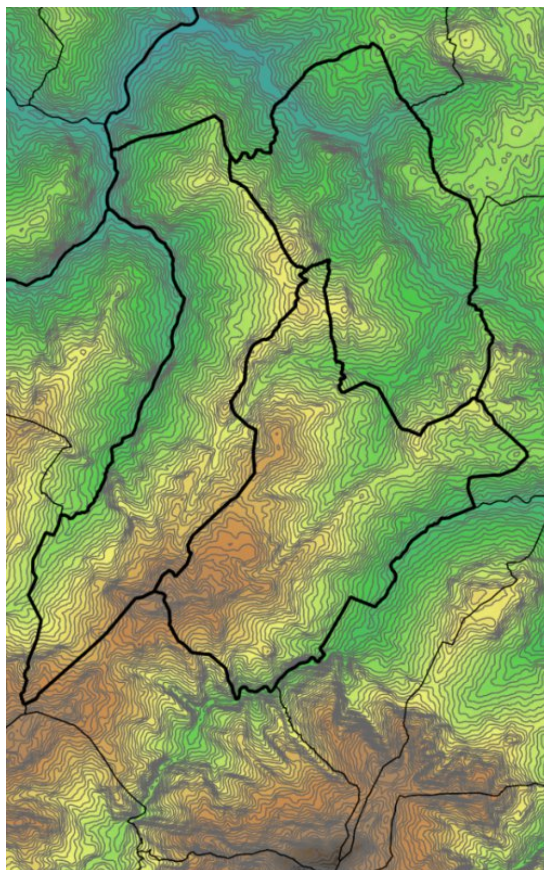


Fig. 5.49: mappa orografica – altimetrica dell'area

Risorsa eolica

L'analisi della risorsa eolica è stata condotta sull'intero territorio analizzato a partire dai dati di vento di macro area al fine di poter correttamente correlare i dati storici di lungo periodo con quelli di due anemometri installati sul territorio da società private nel corso del 2009 e tutt'ora in servizio (Tab. 5.2).

Questi anemometri hanno generato una reportistica dettagliata pienamente caratterizzante dei siti monitorati ed insieme ai dati grezzi rappresentano una proprietà intellettuale coperta dalla massima riservatezza, patrimonio delle rispettive società proprietarie degli stessi. La disponibilità di questi dati di dettaglio ha quindi consentito di elaborare gli scenari così come presentati in questa sede.

Tab. 5.2: Dati riassuntivi degli anemometri utilizzati

| ID | Comune | Altezza | Proprietà |
|-------------------|---------------------------|---------|---------------------------|
| ANEMOMETRI | | | |
| 001 | Polinago | 40m | Buonvento S.r.l. |
| 002 | Riolunato | 60m | Riolunatoeolica S.r.l. |
| 003 | Montecreto (m. Cervarola) | 30m | RSE SpA |
| STAZIONI VIRTUALI | | | |
| 004 | Frassinoro | 60m | Becquerel Electric S.r.l. |

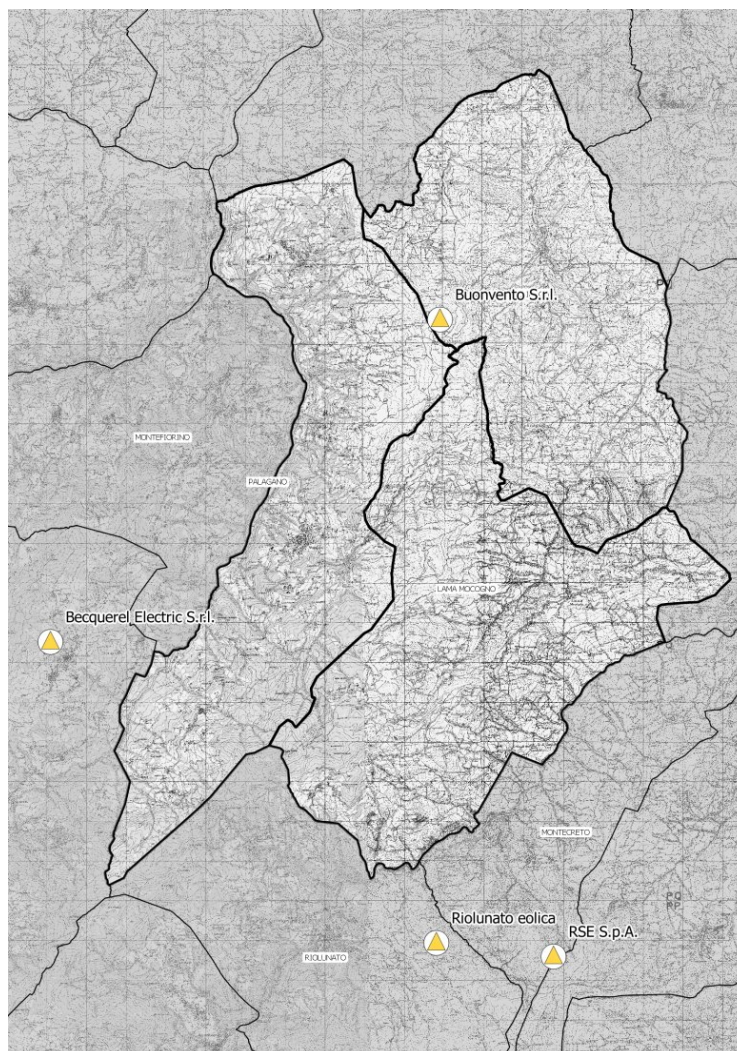
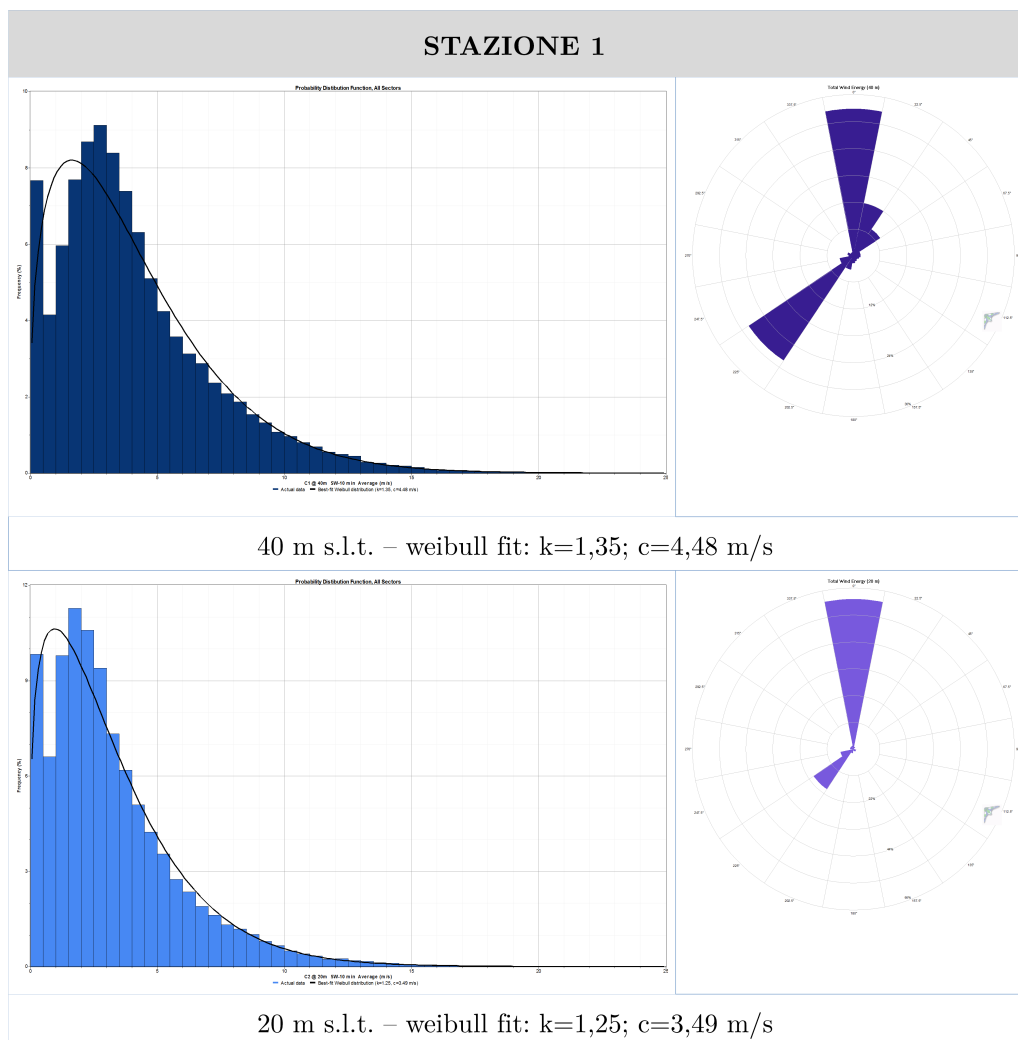
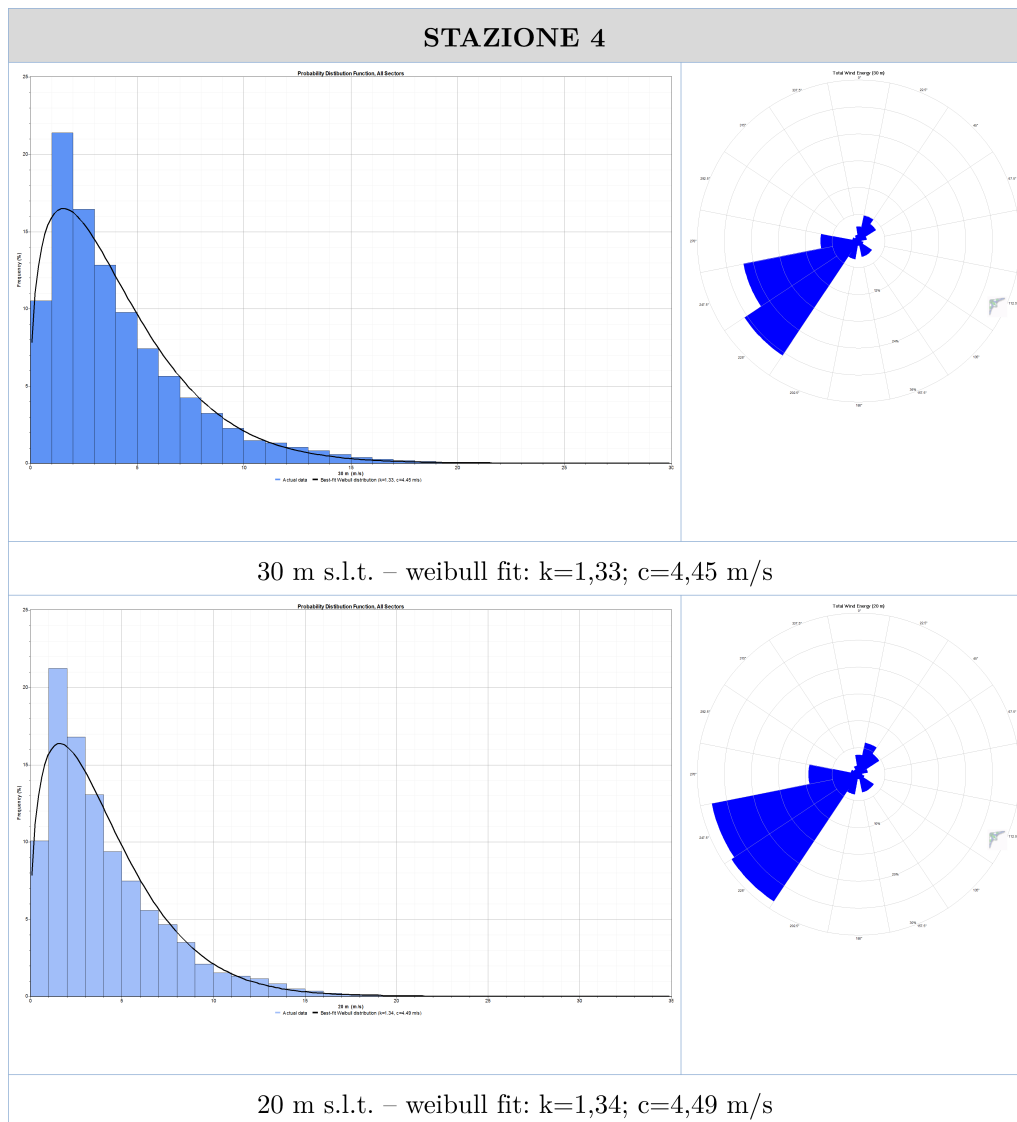


Fig. 5.50: stazioni di misura





Metodologie di analisi dei dati

WasP [44] eWindPro [45] sono stati i programmi principalmente utilizzati per sviluppare le analisi della risorsa eolica. WASP è sviluppato da Risoe National Laboratory della Danimarca e risulta essere uno dei codici commerciali più diffusi ed utilizzati per la stima della risorsa eolica e della produzione energetica di parchi eolici di classe MegaWatt. Le simulazioni condotte hanno tenuto conto di tutti gli anemometri presentati e sono stati applicati dei coefficienti di rilevanza in funzione

della distanza dall'anemometro stesso e dalla lunghezza della serie temporale. Inoltre sono state necessarie alcune operazioni di filtraggio per rendere omogenei le serie temporali in ingresso e, successivamente alle elaborazioni, si è ricorso ad una post elaborazione dei dati localmente, per tener maggiormente conto degli effetti dell'orografia del terreno e della vegetazione a bassa quota. Tali operazioni sono state condotte con l'utilizzo di codici commerciali ed altri predisposti ad hoc sia in linguaggio Matlab [66] che Python [67].

La rugosità del terreno, come anticipato precedentemente, risulta essere un elemento importante per la modellizzazione della risorsa eolica, in particolar modo quando è necessario correlare dati provenienti da fonti diverse e distribuiti su un territorio ampio.

Per il modello della rugosità del terreno si è quindi partiti dalla mappa dell'uso del suolo europea Corine Land Cover [52] andando a dettagliare le aree in prossimità degli anemometri e dei possibili siti d'installazione sulla base dello ortofoto nazionali Terraitaly it2000 TM ,disponibili per la consultazione attraverso il portale cartografico nazionale (PCN) [53].

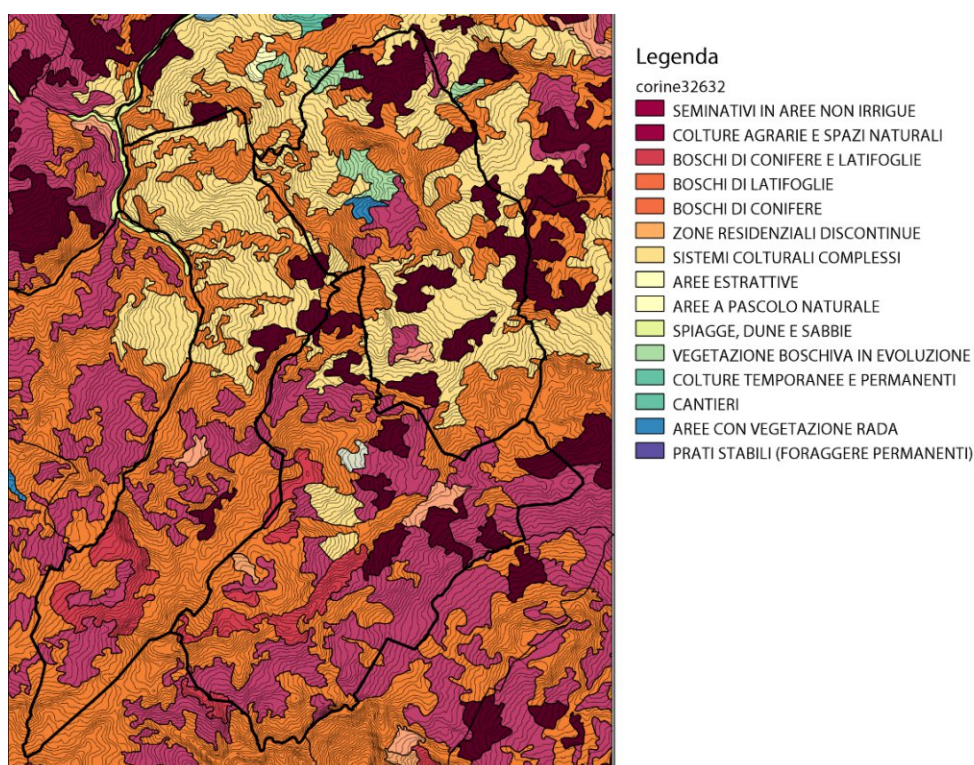


Fig. 5.51: Cartografia dell'uso del suolo (fonte Corine Land Cover)

| DESCRIZIONE | RUGOSITÀ | |
|--|----------|-----------|
| | CLASSE | LUNGHEZZA |
| Aree a pascolo naturale e praterie | 1,500 | 0,0548 |
| Aree a vegetazione boschiva ed arbustiva in evoluzione | 1,700 | 0,0697 |
| Aree con vegetazione rada | 1,550 | 0,5820 |
| Aree estrattive | 1,700 | 0,6970 |
| Aree prevalentemente occupate da colture | 1,500 | 0,0584 |
| Boschi di conifere | 2,000 | 0,1000 |
| Boschi di latifoglie | 2,000 | 0,1000 |
| Boschi misti di conifere e latifoglie | 2,000 | 0,1000 |
| Cantieri | 2,500 | 0,2000 |
| Colture temporanee associate a permanenti | 1,600 | 0,0618 |
| Prati stabili (foraggiere permanenti) | 1,400 | 0,0486 |
| Seminativi in aree non irrigue | 1,500 | 0,0584 |
| Sistemi colturali e particellari | 1,600 | 0,0618 |
| Spiagge, dune e sabbie | 1,400 | 0,0486 |
| Zone residenziali a tessuto discontinuo | 2,000 | 0,1000 |

Tab. 5.3: corrispondenza classi Corine Land Cover e rugosità

L'analisi iniziale è stata condotta su un'area di 20x20 km con un reticolo di calcolo di 1x1 km; in seconda istanza, nelle aree d'interesse, la maglia di calcolo è stata ridotta sino a 100x100m. Pur essendo il codice in grado di calcolare ad una risoluzione del reticolo ancora più fine si è scelto di fermarsi a questa dimensione per non introdurre errori causati dall'interpolazione della mappa del terreno e dalla mancanza di ulteriori punti di controllo sia per l'altimetria che per la risorsa.

Infine la mappa è stata ritagliata sugli estremi per eliminare gli errori introdotti dal modello in prossimità del bordo; il risultato è rappresentato in Fig. 5.52.

Le elaborazioni e rappresentazioni delle mappe sono successivamente state prodotte tramite il software GIS QGis [65].

Dall'analisi risulta che vi sono circa 400 ha. di territorio caratterizzato da una velocità media del vento superiore a 3,8 m/s a 20 m s.l.t.; di questi, 38 ha. ricadono in aree tutelate SIC-ZPS e sono stati, di conseguenza, esclusi dalle valutazioni di possibili installazioni di aerogeneratori ancorché di taglia mini.

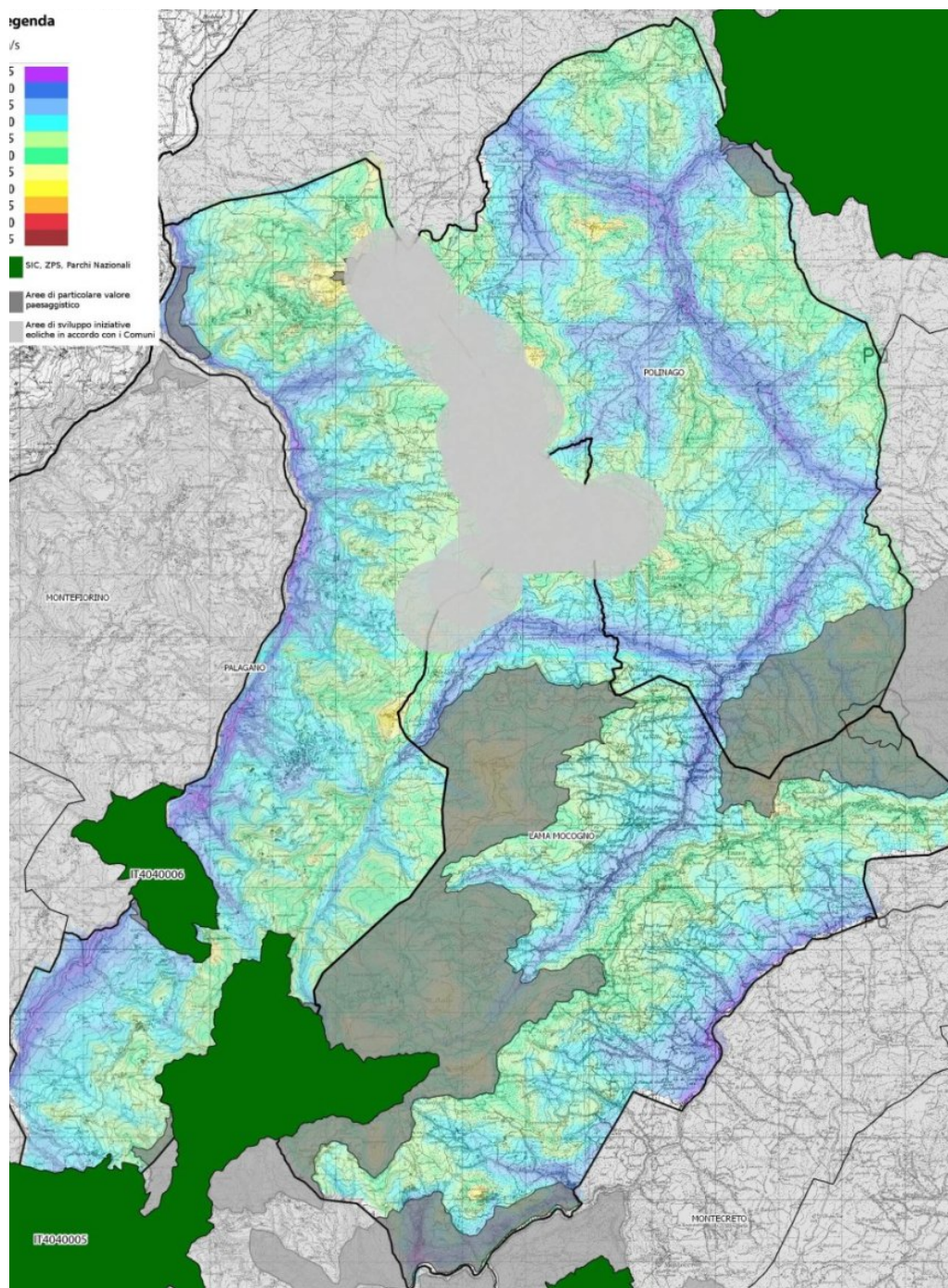


Fig. 5.52: risorsa eolica dell'area a 20 m s.l.t.

5.4 Confronto dati di reanalisi e reali

Al fine di valutare l'attendibilità della metodologia di reanalisi anche nel caso del micro eolico sono stati condotti dei raffronti con i dati misurati in tre siti con caratteristiche anemologiche molto diverse:

- il primo, situato nel nord della Puglia, è caratterizzato da una conformazione dolce del territorio e da una velocità media del vento significativa;
- il secondo, collocato sul primo Appennino Emiliano, è invece significativo per la velocità media rilevata molto bassa ed un'orografia locale piuttosto complessa;
- il terzo, sull'Appennino Emiliano, è caratterizzato da un'orografia dolce e da una risorsa eolica medio-bassa.

Per tutti i siti è stata effettuata una estrazione multi-punto della durata di circa 3 mesi di cui sono riportati i grafici riassuntivi dei confronti nelle figure successive.

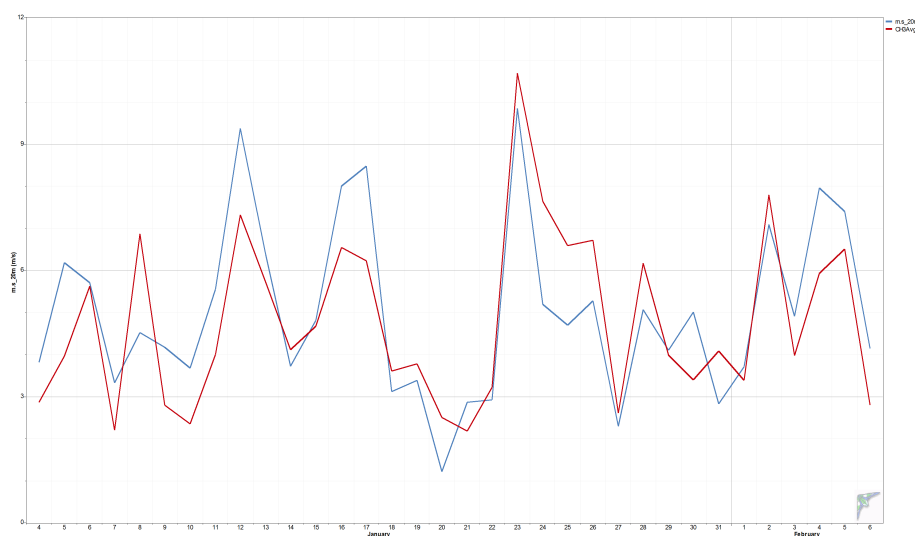


Fig. 5.53: SITO 1 -Confronto medie giornaliere a 20 m s.l.t.

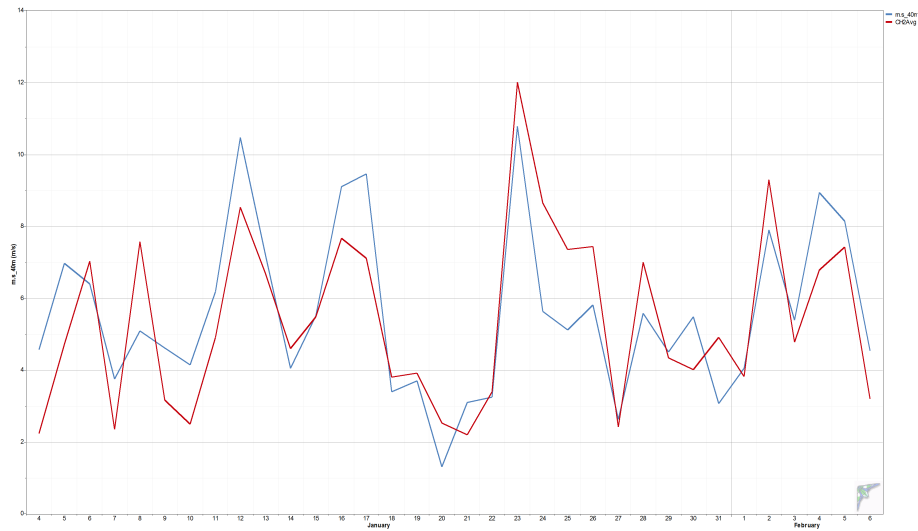


Fig. 5.54: SITO 1 - Confronto medie giornaliere a 40 m. s.l.t.

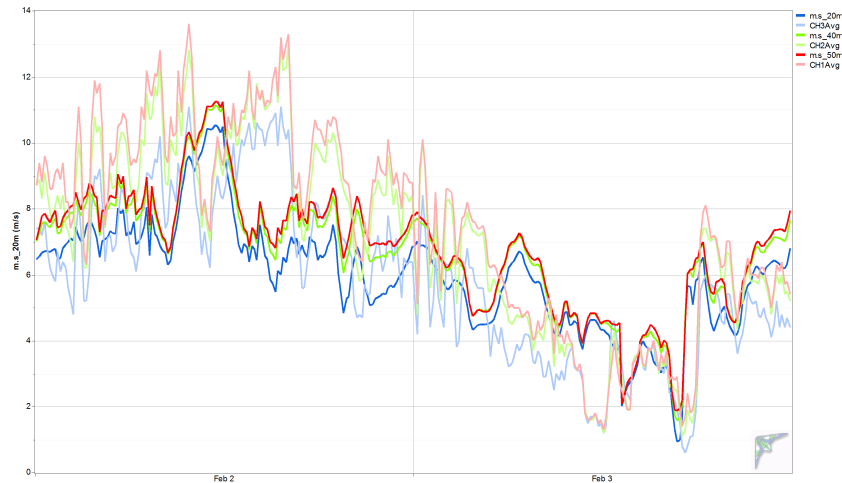


Fig. 5.55: SITO 1 – Confronto dati reali e dati di reanalisi sulle medie di 10min.
(a colori chiari corrispondono i dati reali alle rispettive quote)

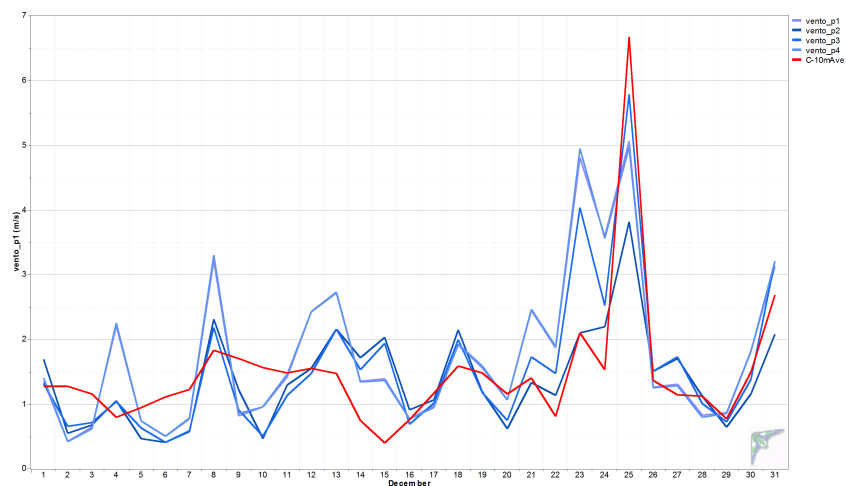


Fig. 5.56: SITO 2 – Confronto sulle medie giornaliere tra estrazione multi punto (linee blue) e dati misurati (linea rossa)

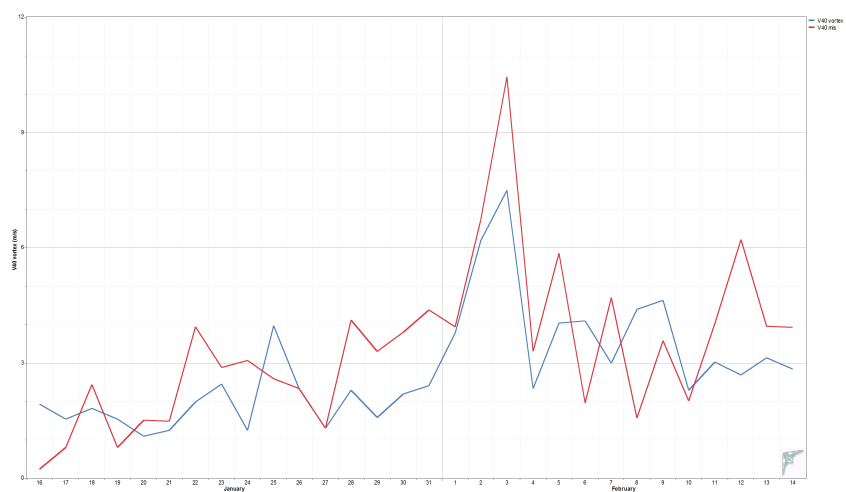


Fig. 5.57: SITO 3 – Confronto sulle medie giornaliere reanalisi (linee blue) e dati misurati (linea rossa) a 40 m s.l.t.

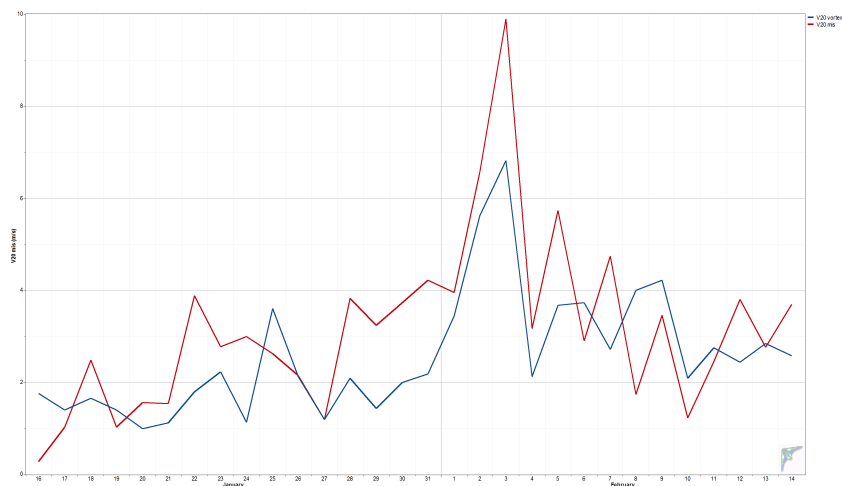


Fig. 5.58: SITO 3 – Confronto sulle medie giornaliere reanalisi (linee blue) e dati misurati (linea rossa) a 20 m s.l.t.

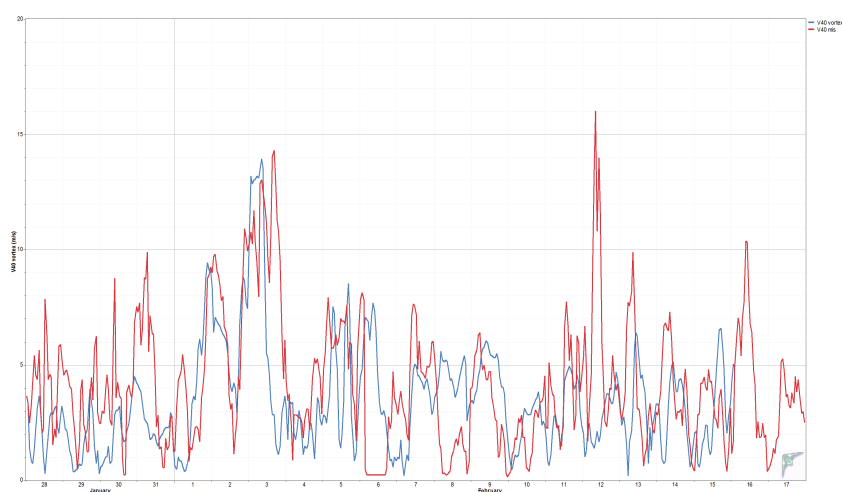


Fig. 5.59: SITO 3 – Estratto delle medie sui 10 min. tra dati di reanalisi (linee blue) e dati misurati (linea rossa) a 20 m s.l.t.

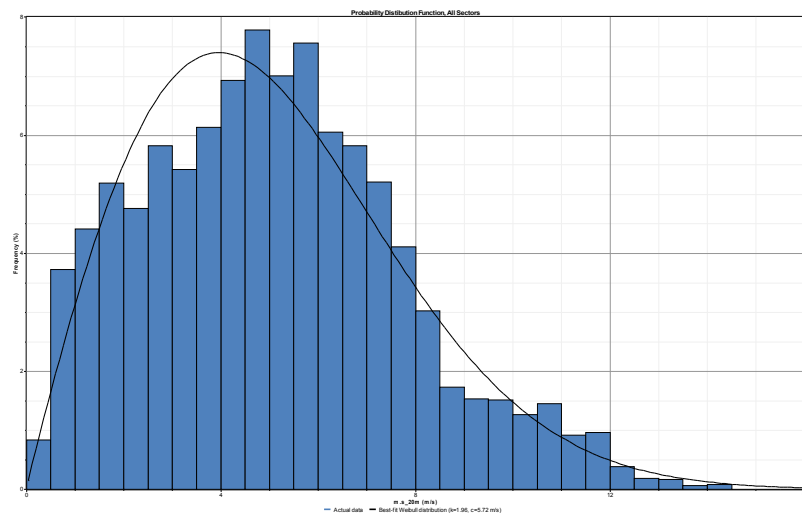


Fig. 5.60: SITO 1 - Distribuzione statistica di Weibull calcolata sui dati di reanalisi a 20 m s.l.t. (Best fit Weibull – $k=1.96$ $c=5.72$ m/s)

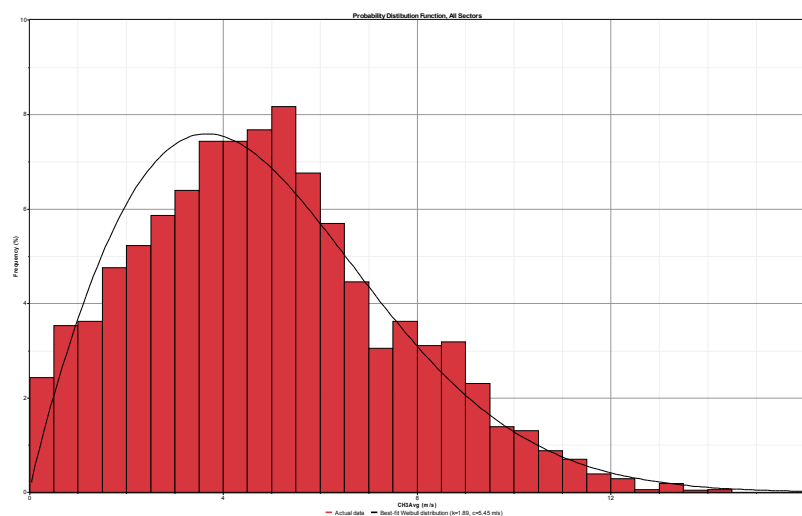


Fig. 5.61: SITO 1 - Distribuzione statistica di Weibull calcolata sui dati misurati a 20 m s.l.t. (Best fit Weibull – $k=1.89$ $c=5.45$ m/s)

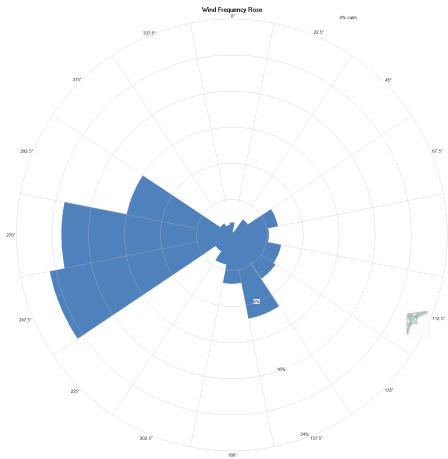


Fig. 5.62: SITO 1 - rosa dei venti (dati di reanalisi)

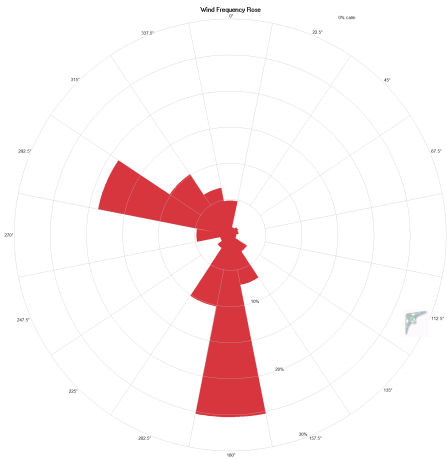


Fig. 5.63: SITO 1 - rosa dei venti (dati di reanalisi)

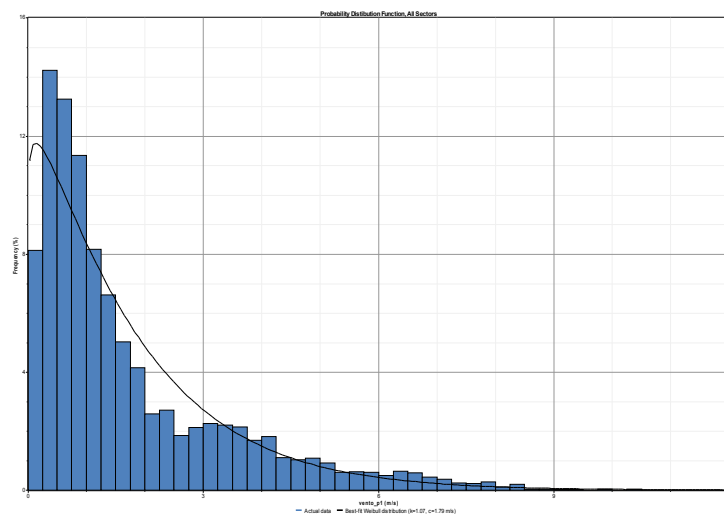


Fig. 5.64: SITO 2 - Distribuzione statistica di Weibull calcolata sui dati di reanalisi a 20 m s.l.t. (Best fit Weibull – $k=1.07$ $c=1.79$ m/s)

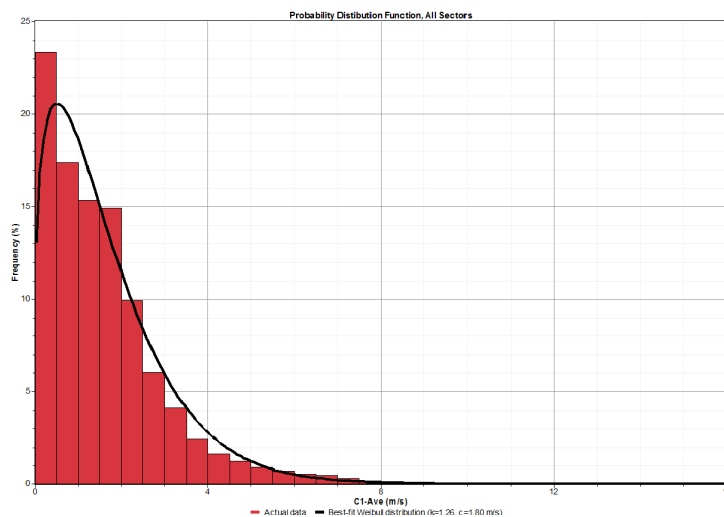


Fig. 5.65: SITO 2 - Distribuzione statistica di Weibull calcolata sui dati misurati a 15 m s.l.t. (Best fit Weibull - $k=1.26$ $c=2.8$ m/s)

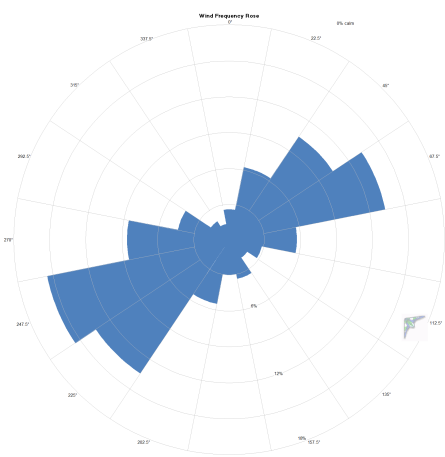


Fig. 5.66: SITO 2 - rosa dei venti (dati di reanalisi)

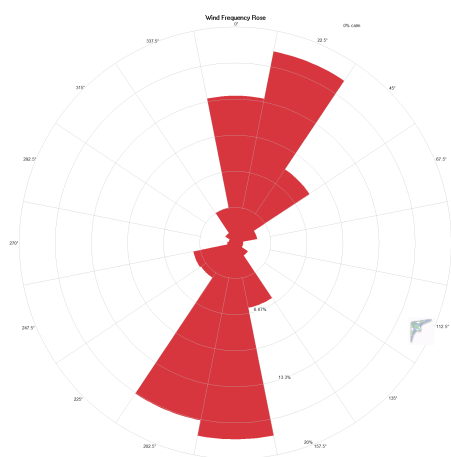


Fig. 5.67: SITO 2 - rosa dei venti (dati misurati)

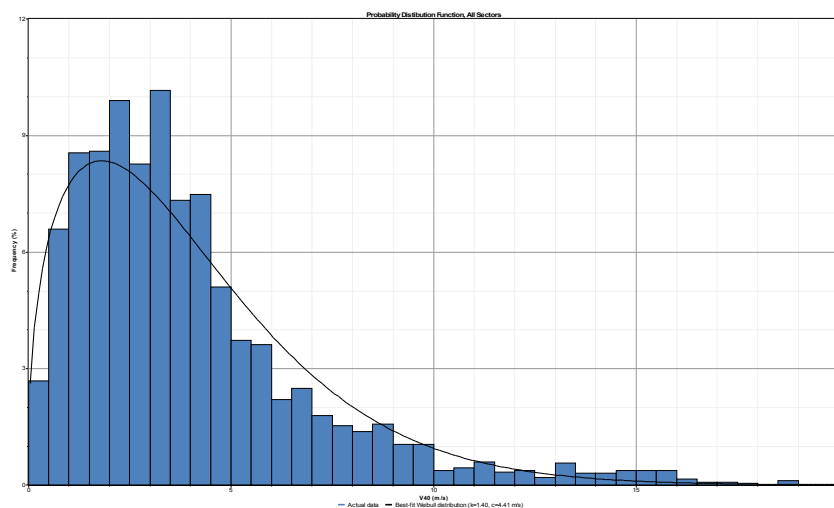


Fig. 5.68: SITO 3 - Distribuzione statistica di Weibull calcolata sui dati di reanalisi a 4 0 m s.l.t (Best fit Weibull - $k=1,4$ $c=4,41\text{m/s}$)

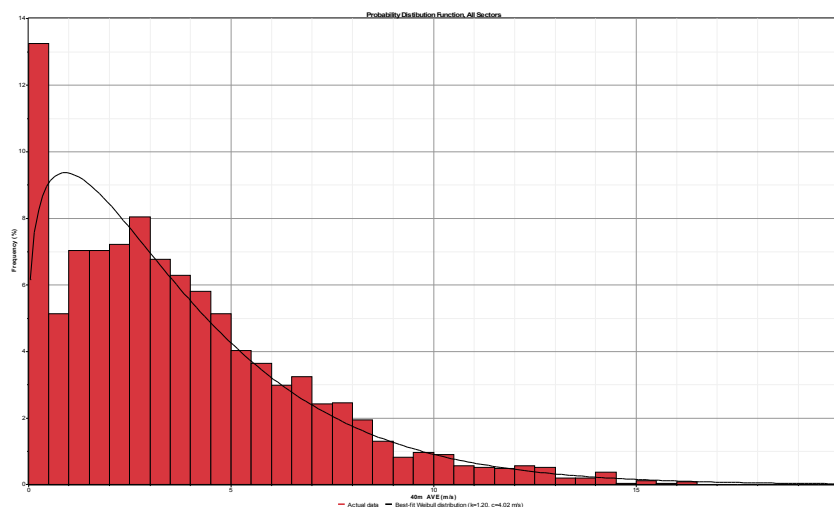


Fig. 5.69: SITO3 - Distribuzione statistica di Weibull calcolata sui dati misurati a 40 m s.l.t. (Best fit Weibull - $k=1,2$ $c=4,1\text{m/s}$)

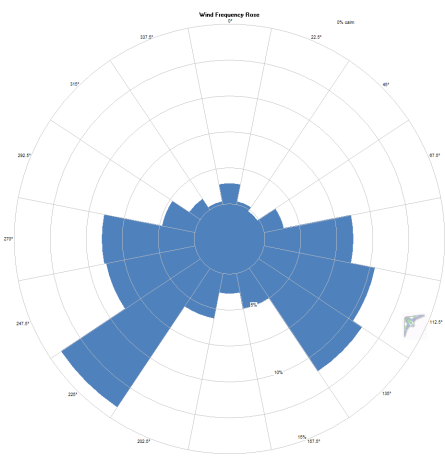


Fig. 5.70: SITO 3 - rosa dei venti (dati di reanalisi)

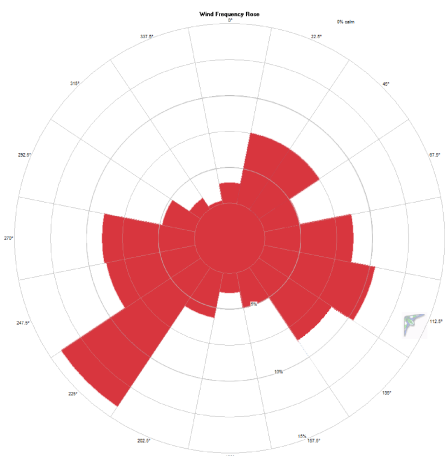


Fig. 5.71: SITO 3 - rosa dei venti (dati misurati)

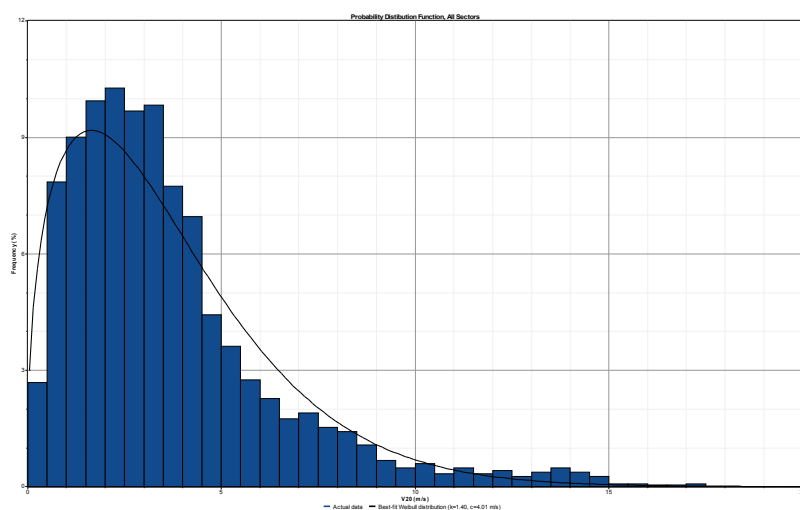


Fig. 5.72: SITO3 - Distribuzione statistica di Weibull calcolata sui dati di reanalisi a 20 m s.l.t. (Best fit Weibull - $k=1,4$ $c=4,0\text{m/s}$)

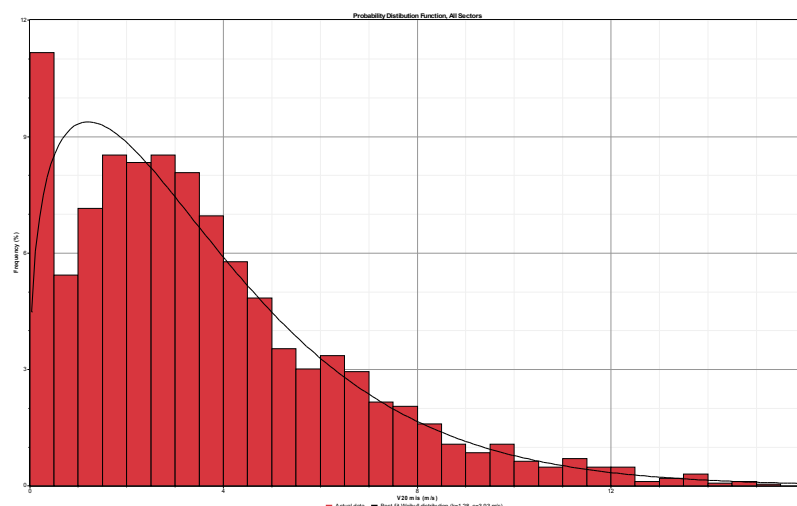


Fig. 5.73: SITO3 - Distribuzione statistica di Weibull calcolata sui dati misurati a 20 m s.l.t.

(Best fit Weibull – $k=1,28$ $c=3,93\text{m/s}$)

Data la brevità dell'intervallo temporale preso in considerazione, in relazione ai costi di tali elaborazioni, non è stato possibile applicare dei filtri correttivi per affinare i dati di reanalisi, ciò nonostante si possono trarre alcune considerazioni su questa metodologia di analisi della risorsa eolica.

La differenza tra i dati della velocità del vento derivati dalla reanalisi e quelli misurati mostrano uno scostamento compreso tra 4,5% (20m s.l.t.) e 0,6% (60m s.l.t.) nel SITO 1, mentre nel SITO 2 lo scostamento medio è prossimo al 10% ma in relazione a velocità medie inferiori a 2 m/s caratterizzate da una forte turbolenza e variabilità; la reanalisi del SITO 3 ha infine mostrato uno scostamento del 5,5 % sulle medie giornaliere della velocità del vento.

5.5 Analisi comparativa sulle diverse modalità di raccolta dati

Al fine della valutazione preliminare da un punto di vista energetico di un sito per l'installazione di un impianto mini eolico, oltre alla raccolta diretta dei dati anemometrici ed alle elaborazioni di macro area vi sono diverse fonti di dati storici che possono servire ad una prima indicazione; tra questi vi sono le stazioni meteo dell'aeronautica, i dati raccolti dalla reti di monitoraggio delle ARPA regionali (es. [48]) e le stazioni meteo amatoriali.

| | VANTAGGI | SVANTAGGI |
|----------------------------|---|---|
| DATI STORICI | | |
| atlanti eolici | coprono grandi porzioni di territorio | non sempre si conosce la collocazione, il tipo e la durata di acquisizione delle stazioni di misura utilizzate per realizzare la mappa, ciò impedisce di creare un <i>layer</i> di affidabilità della mappa stessa; non è quasi mai noto il modello orografico di base utilizzato. |
| reti regionali ARPA | nel caso di stazioni urbane, se corredate di documentazione fotografica, possono fornire utili dati di lungo periodo. | solitamente sono collocate nei fondo valle dei fiumi, quindi intrinsecamente poco idonee all'installazione di aerogeneratori. |
| stazioni meteo aeronautica | coprono lunghi periodi di tempo ed è garantita una buona qualità della procedura di acquisizione. | spesso sono disponibili solo i dati mediati sull'ora o sul giorno. |
| stazioni amatoriali | buona diffusione sul territorio e disponibilità gratuita dei dati. | non sono quasi mai disponibili indicazioni precise sulla collocazione; altezza di misura molto limitata o in situazioni schermate; strumentazione economica di cui non si conosce lo stato di manutenzione. |
| DATI MISURATI | | |
| torri anemometriche | controllo diretto di dettaglio del processo di acquisizione; possibilità di misurare all'altezza del mozzo del rotore. | tempi lunghi per raccogliere dati sufficienti a caratterizzare un sito; costi elevati di gestione e manutenzione; necessità di personale tecnico per il trasporto ed installazione. |
| lidar e sodar | raccolta di alta precisione del | costo molto elevato |

| | VANTAGGI | SVANTAGGI |
|--------------------------|--|---|
| | gradiente verticale della velocità del vento. | dell'attrezzatura; necessità di garantire la sicurezza contro il furto ed il danneggiamento delle apparecchiature; fabbisogno energetico elevato per il funzionamento; per impianti mini e micro eolici non è giustificabile la maggior spesa rispetto ad una torre anemometrica tradizionale. |
| ELABORAZIONI | | |
| interpolazioni e diretta | controllo diretto sul processo e sulla selezione dei dati. | sono necessarie competenze tecniche mediamente elevate; occorre comunque una base di dati affidabile da cui partire. |
| macro re-analisi | tempi molto brevi se comparati ad un rilievo anemometrico tradizionale per un'analisi di una porzione di territorio ampia. | costo elevato per l'acquisto dei dati; non è possibile controllare direttamente la qualità del modello; fornisce solo indicazioni di massima di tipo qualitativo su una porzione di territorio. |
| micro re-analisi | tempi molto brevi se comparati ad un rilievo anemometrico tradizionale. | non è possibile controllare direttamente la qualità del modello, quindi o si ha grande fiducia in chi fornisce il servizio oppure occorre validare le reanalisi con dati provenienti da altre fonti. |

6

Valorizzazione della risorsa eolica

Per calcolare il potenziale energetico della risorsa eolica è ovviamente necessario conoscere la climatologia dell'area d'interesse nel modo più accurato possibile in relazione alle esigenze e disponibilità come evidenziato nel capitolo 5.

A livello generale una volta che si è sviluppata un'analisi della risorsa eolica dell'area d'interesse è necessario scegliere, tra le molteplici tecnologie disponibili sul mercato, quella che meglio si adatta alla climatologia ed alle peculiarità del luogo.

In un sito caratterizzato da una bassa velocità media risultante dalla coesistenza di periodi di completa calma e periodi di vento con elevata intensità, può essere vantaggioso l'utilizzo di aerogeneratori con ridotti diametri del rotore e caratterizzati da intervalli di funzionamento sino a valori di velocità del vento elevati (ovvero dimensionati per sopportare le forti sollecitazioni meccaniche indotte dai fenomeni estremi). Al contrario in un sito la cui medesima velocità media annua del vento è la risultante di un numero predominante di eventi la cui intensità è prossima al valore della velocità media annua (elevati valori del parametro di forma k della distribuzione statistica di Weibull) risulteranno più adatti aerogeneratori con diametri del rotore maggiori in grado di garantire elevati valori del coefficiente di utilizzazione.

Una volta nota la potenza teorica a disposizione contenuta nel flusso, è necessario stimare in quale misura questa potenza possa essere estratta da una turbina. Un primo semplice modello adatto allo scopo è quello solitamente attribuito a Betz, fisico tedesco che pubblicò la sua teoria negli anni '20 (come ben descritto dal Prof. Pallabazzer in [34]).

Attraverso i propri calcoli, Betz fissò la massima quantità di energia estraibile da una vena fluida in una misura pari ai 16/27 del totale disponibile.

Brevemente, le ipotesi di partenza di Betz, sono riassumibili come segue:

- Condizioni di flusso stazionario di un fluido omogeneo ed incompressibile;
- Assenza di attriti;
- Rotore formato da un infinito numero di pale;
- Spinta uniforme sulla superficie del rotore;
- Assenza di vortici nel fluido e delle azioni aerodinamiche ad esso collegate (resistenza e portanza);
- Pressione del fluido uguale a monte e a valle del rotore, una volta raggiunta una certa distanza dallo stesso.

Il valore (16/27) del limite massimo di energia estraibile dalla vena fluida può, a tutt'oggi, essere utilizzato per una prima verifica sui dati dichiarati dai produttori di aerogeneratori a riguardo dei loro prodotti, infatti nota la curva di potenza di un aerogeneratore è possibile ricavare la relativa curva di rendimento (C_p), evidentemente non sarà mai possibile che un macchina eolica possa estrarre un energia superiore al massimo teorico. A titolo esemplificativo nella Tab. 6.1 sono riportati i valori tipici di efficienza di aerogeneratori ad asse verticale.

Tab. 6.1: valori tipici di efficienza per VAWT

| Aerogeneratore | Efficienza [%] | |
|---|---------------------|-----------------|
| | Design semplificato | Design ottimale |
| multi-pala per pompaggio acqua | 10 | 30 |
| Darrieus per pompaggio acqua | 15 | 30 |
| Savonius senza inverter | 10 | 20 |
| Savonius connesso alla rete bt | 8 | 19 |
| Piccoli prototipi ($P < 2\text{kW}$) | 20 | 30 |
| Medi prototipi ($2 < P < 10\text{ kW}$) | 20 | 30 |
| Darrieus connesso alla rete bt | 15 | 35 |

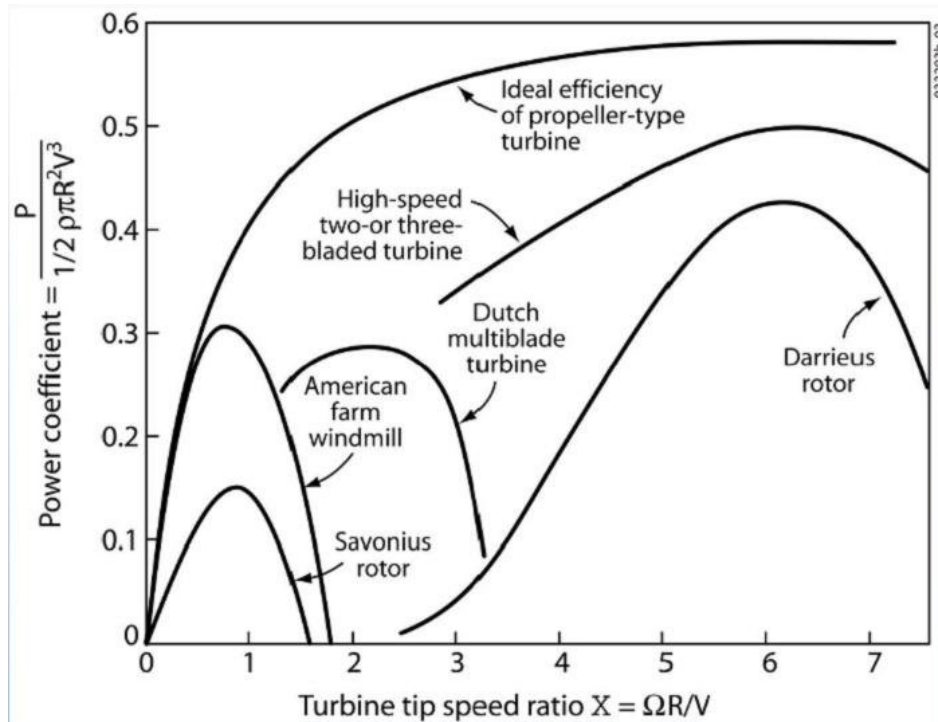


Fig. 6.1: coefficiente di potenza per diversi tipi di rotore (fonte:[34])

Ulteriori parametri caratteristici del vento che risultano utili alla scelta del modello di aerogeneratore che meglio si adatta al sito in esame derivano dall'analisi della turbolenza, sia in direzione che in modulo. La prima grandezza ci dà indicazioni sulla capacità di adattamento del sistema di orientamento dell'aerogeneratore alle variazioni di direzione del vento: in corrispondenza di valori elevati della deviazione standard dei dati di direzione, come ad esempio per siti con un'orografia complessa, gli aerogeneratori ad asse verticale risentono meno di tale fenomeno rispetto a quelli ad asse orizzontale, in termini di conservazione delle prestazioni di progetto.

L'intensità di turbolenza calcolata sul modulo della velocità del vento influenza la capacità dell'intero sistema di adattarsi alle variazioni ambientali [34] (inseguimento delle raffiche) ed inoltre influenza i carichi sulla macchina derivanti dai cicli di sollecitazione (analisi a fatica) a cui sono sottoposte le pale.

6.1 Valutazione tecnico economica della risorsa eolica

Si è già detto come la valutazione dell'opportunità di installare un aerogeneratore non possa prescindere da un rilievo anemometrico del sito prescelto: infatti se da un lato è vero che esistono mappe sempre più dettagliate della risorsa eolica a macro scala, è altrettanto evidente che questa cartografia non può arrivare a contemplare quei fenomeni locali che possono modificare, rispetto ai modelli ideali, la climatologia locale.

Si è tuttavia scelto di condurre un'analisi che, attraverso la descrizione della risorsa eolica per mezzo della funzione di Weibull, in funzione dei parametri k associati a diversi intervalli di velocità potesse rappresentare i regimi anemologici della totalità dei siti. Tale analisi energetica è tesa a valutare la producibilità di alcuni sistemi eolici selezionati al variare delle caratteristiche della risorsa.

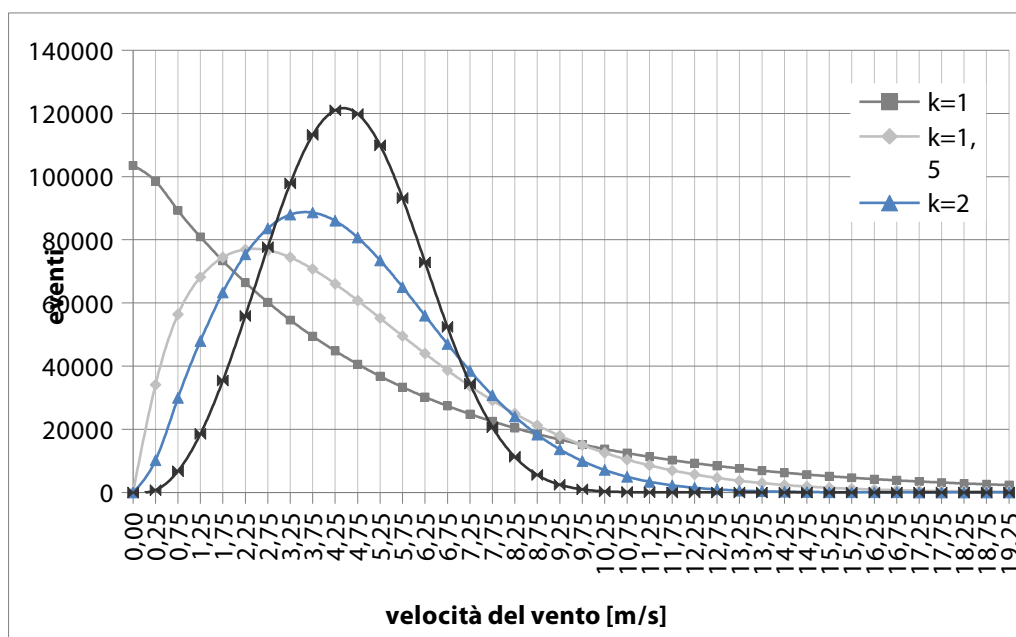


Fig. 6.2: distribuzione statistica di Weibull al variare del coefficiente k

La funzione di probabilità di frequenza $pdf(V)$ è, dal punto di vista dimensionale, un numero puro ed il suo integrale è pari ad 1.

$$\left. \begin{array}{l} k = F(\sigma_r) \\ F(V_m, k) \end{array} \right\} \Rightarrow pdf(V) = F(c, k) \quad (\text{eq. 12})$$

Moltiplicando la distribuzione di densità di frequenza per la potenza contenuta nel flusso di vento ad una certa velocità del vento si ottiene la distribuzione di densità di energia disponibile in W/m^2 :

$$w(V) = \frac{1}{2} \rho V^3 \cdot pdf(V) \quad (\text{eq. 13})$$

Quindi è possibile ricavare la produzione annua in funzione della curva di potenza caratteristica di ogni macchina eolica per ogni intervallo (bin) delle velocità del vento. La sommatoria delle produzioni per ogni bin determina l'energia annua prodotta.

Per le simulazioni di produzione sono state prese ad esempio quattro turbine eoliche, tutte di potenza nominale inferiore a 60kW: due di tipo micro ad asse verticale e due di classe mini. Pur essendo prodotti dalle caratteristiche molto interessanti e varie, queste non risultano essere esaustive dei modelli molto diversi disponibili sul mercato come presentati nel capitolo 3.6

Di seguito è riportata una scheda descrittiva degli aerogeneratori selezionati (i prezzi sono riferiti ad aerogeneratore installato come forniti del fornitore, comprensivo della torre o del supporto standard previsto dal produttore).

SCHEDA RIEPILOGATIVA VAWT

VAWT1

potenza di targa: 1,5kW

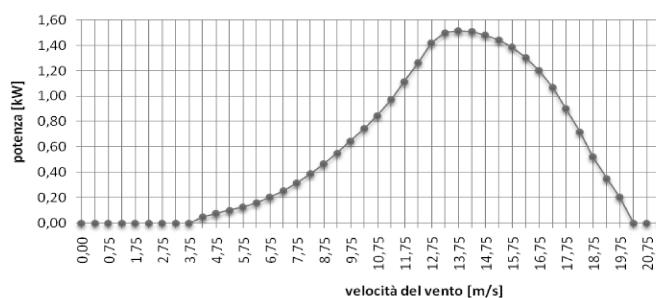
dimensioni rotore: diametro: 1,8m altezza: 2,5m

altezza torre: 3m (per installazione su coperture piane)

descrizione:

turbina ad asse verticale e pale fisse, il sistema di avviamento è di tipo attivo ed è progettata per l'integrazione architettonica sulla copertura degli edifici. È adatta a siti mediamente ventosi ed è in grado di funzionare bene anche in sito con elevati valori d'intensità di turbolenza.

prezzo indicativo: 7.000 € (4.660 €/kW)



VAWT2

potenza di targa: 3kW

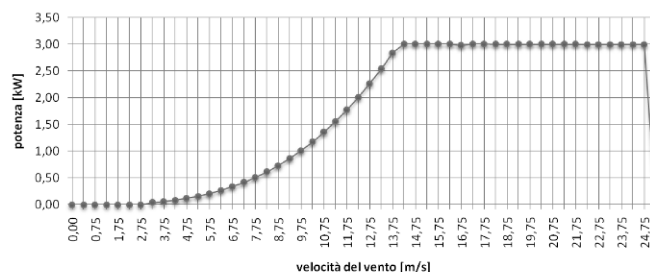
dimensioni rotore: diametro: 3,3m altezza: 2m

altezza torre: 6m (per installazione a terra)

descrizione:

una turbina a pale verticali fisse, che pone il suo punto di forza nella semplicità della struttura che permette di ridurre sensibilmente i costi d'installazione e manutenzione.

prezzo indicativo: 8.000 € (2.660 €/kW)



SCHEDA RIEPILOGATIVA HAWT

HAWT1

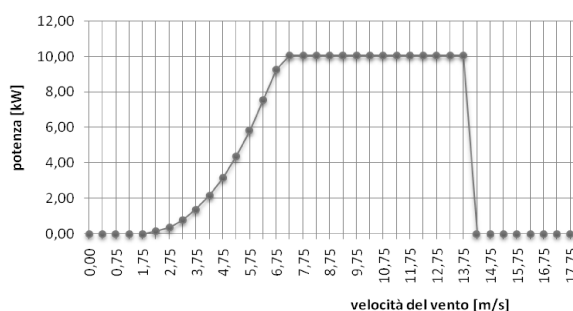
potenza di targa: 10kW

diametro rotore: 12,9m

altezza torre: 18m

descrizione: turbina che adotta le stesse caratteristiche avanzate tipiche degli aerogeneratori di classe MegaWatt, quali il controllo attivo del *pitch* e dello *yaw* e la logica di controllo dedicata, che permette di ottenere una buona raccolta di energia anche in siti con velocità medie del vento basse (4-6 m/s).

prezzo indicativo: 60.000 € (6.000 €/kW)



HAWT2

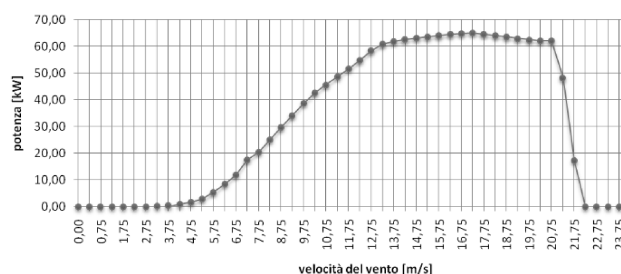
potenza di targa: 50 kW

diametro rotore: 15m

altezza torre: 24m

descrizione: turbina con rotore sottovento: il flusso d'aria che investe l'aerogeneratore impatta prima sulla navicella e poi sul rotore; è dotata di pale fisse, controllo passivo dell'imbardata e priva di controllo del pitch. Questo aerogeneratore fa della semplicità costruttiva e del basso costo d'acquisto i suoi principali punti di forza.

prezzo indicativo: 100.000 € (2.000 €/kW)



I grafici e le tabelle che seguono riportano i risultati dell'analisi di sensitività condotta in merito alla variazione della producibilità annua ottenibile in sito per mezzo degli aerogeneratori in esame al variare del parametro k della distribuzione di Weibull.

Tab. 6.2: Producibilità annua degli aerogeneratori in funzione del parametro k della distribuzione di Weibull e della velocità media del vento

| | k=1 (alta montagna) | | k=1,5 (appennino) | | k=1,83 (collina dolce) | | k=2 (pianura, declivi lievi) | |
|------------|------------------------|-------|----------------------|-------|---------------------------|-------|---------------------------------|-------|
| wind speed | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 |
| [m/s] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] |
| 3 | 0,4 | 1,3 | 0,4 | 0,7 | 0,3 | 0,5 | 0,2 | 0,4 |
| 3,5 | 0,6 | 1,8 | 0,6 | 1,1 | 0,5 | 0,8 | 0,4 | 0,7 |
| 4 | 0,8 | 2,4 | 0,9 | 1,6 | 0,7 | 1,2 | 0,7 | 1,1 |
| 4,5 | 1,1 | 3,0 | 1,3 | 2,2 | 1,1 | 1,8 | 1,0 | 1,6 |
| 5 | 1,3 | 3,6 | 1,7 | 2,9 | 1,5 | 2,4 | 1,3 | 2,2 |
| 5,5 | 1,5 | 4,2 | 2,1 | 3,7 | 1,9 | 3,2 | 1,8 | 3,0 |
| 6 | 1,7 | 4,7 | 2,4 | 4,5 | 2,3 | 4,0 | 2,3 | 3,8 |
| 6,5 | 1,9 | 5,2 | 2,8 | 5,3 | 2,8 | 4,9 | 2,7 | 4,7 |
| 7 | 2,0 | 5,6 | 3,1 | 6,1 | 3,2 | 5,8 | 3,2 | 5,6 |
| 7,5 | 2,2 | 6,0 | 3,4 | 6,9 | 3,6 | 6,8 | 3,7 | 6,6 |
| 8 | 2,3 | 6,4 | 3,6 | 7,6 | 4,0 | 7,7 | 4,1 | 7,6 |
| 8,5 | 2,4 | 6,7 | 3,8 | 8,3 | 4,3 | 8,6 | 4,5 | 8,6 |
| 9 | 2,5 | 6,9 | 4,0 | 8,9 | 4,5 | 9,4 | 4,8 | 9,5 |
| 9,5 | 2,6 | 7,2 | 4,1 | 9,4 | 4,7 | 10,2 | 5,0 | 10,3 |
| 10 | 2,7 | 7,4 | 4,2 | 9,9 | 4,9 | 10,9 | 5,2 | 11,1 |

| wind speed | HAWT1 | HAWT2 | HAWT1 | HAWT2 | HAWT1 | HAWT2 | HAWT1 | HAWT2 |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| [m/s] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] | [MWh] |
| 3 | 15,9 | 40,6 | 14,6 | 18,2 | 12,7 | 11,3 | 11,9 | 9,0 |
| 3,5 | 19,3 | 56,2 | 20,2 | 31,8 | 19,1 | 22,5 | 18,3 | 19,0 |
| 4 | 22,2 | 71,7 | 25,7 | 48,6 | 25,5 | 37,7 | 25,1 | 33,2 |
| 4,5 | 24,6 | 86,4 | 30,4 | 67,5 | 31,6 | 56,3 | 31,8 | 51,3 |
| 5 | 26,4 | 100,0 | 34,5 | 87,7 | 37,0 | 77,3 | 37,8 | 72,2 |
| 5,5 | 27,9 | 112,1 | 37,7 | 108,2 | 41,6 | 99,8 | 43,0 | 95,2 |
| 6 | 29,0 | 122,9 | 40,1 | 128,2 | 45,2 | 123,0 | 47,2 | 119,3 |
| 6,5 | 29,8 | 132,3 | 41,9 | 147,3 | 47,9 | 146,2 | 50,3 | 143,8 |
| 7 | 30,3 | 140,4 | 43,0 | 164,9 | 49,7 | 168,6 | 52,6 | 167,9 |
| 7,5 | 30,7 | 147,4 | 43,6 | 180,8 | 50,7 | 189,8 | 53,9 | 191,2 |
| 8 | 30,9 | 153,3 | 43,9 | 194,9 | 51,1 | 209,2 | 54,4 | 212,9 |
| 8,5 | 31,0 | 158,2 | 43,8 | 207,1 | 51,0 | 226,7 | 54,4 | 232,9 |
| 9 | 31,0 | 162,3 | 43,5 | 217,5 | 50,5 | 242,0 | 53,8 | 250,6 |
| 9,5 | 31,0 | 165,7 | 42,9 | 226,1 | 49,7 | 255,0 | 52,8 | 266,0 |
| 10 | 30,8 | 168,4 | 42,3 | 233,1 | 48,6 | 265,8 | 51,6 | 279,0 |

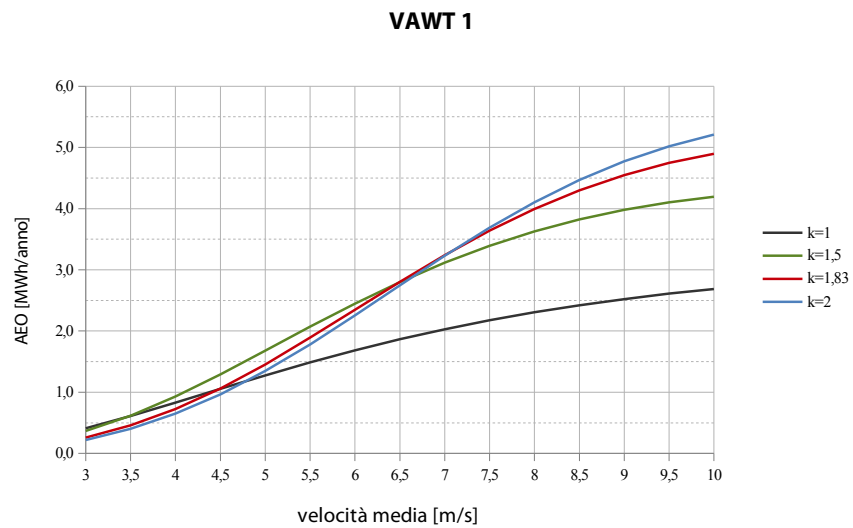


Fig. 6.3: producibilità annua di energia in funzione di k per VAWT1

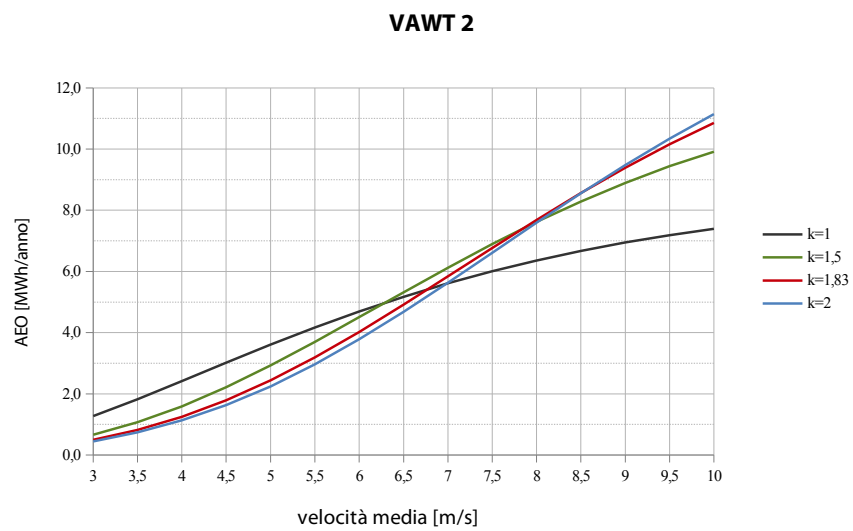


Fig. 6.4: producibilità annua di energia in funzione di k per VAWT2

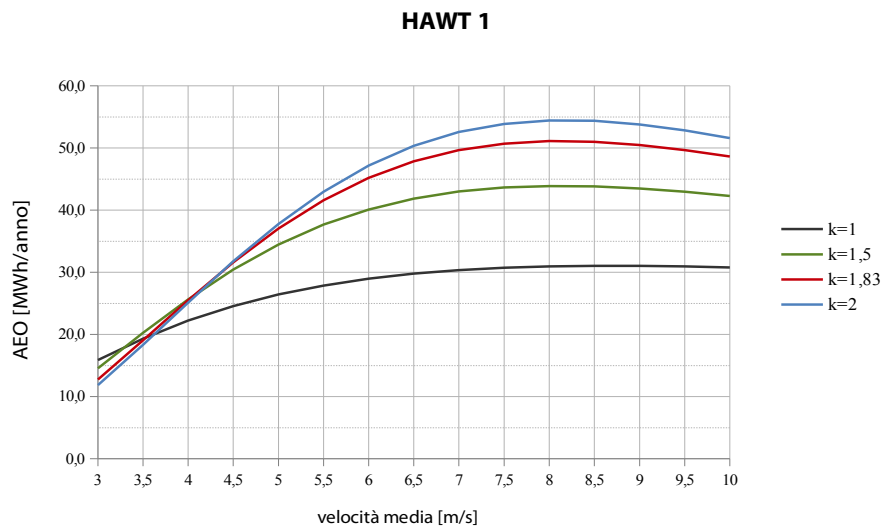


Fig. 6.5: producibilità annua di energia in funzione di k per HAWT1

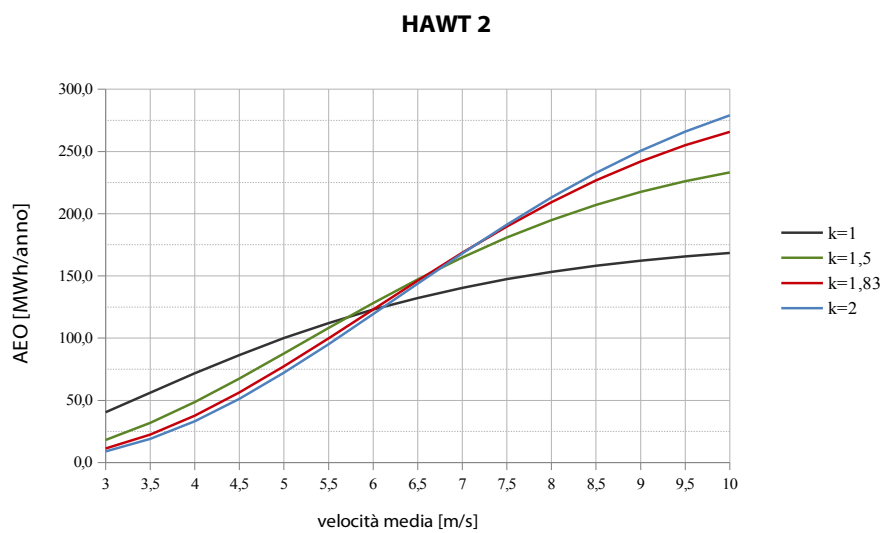


Fig. 6.6: producibilità annua di energia in funzione di k per HAWT2

I medesimi risultati possono essere espressi in funzione delle tonnellate di CO₂ in meno emesse in atmosfera (Tab. 6.3); per quantificare in modo immediatamente comprensibile quanto sia il vantaggio ambientale si possono considerare le emissioni di CO₂ medie di un'autovettura nuova sul mercato italiano pari a 170 gr/km (rif. Ufficio studi Lease Plan Italia [58]) ricavando i km che un'autovettura deve percorrere per emettere il medesimo quantitativo di CO₂ (Tab. 3.1).

Tab. 6.3: Emissioni di CO₂ evitate. Indice di conversione di 0,545 ton CO₂/MWh

| wind speed | k=1 (alta montagna) | | k=1,5 (appennino) | | k=1,83 (collina dolce) | | k=2 (pianura, declivi lievi) | |
|------------|------------------------|-------|----------------------|-------|---------------------------|-------|---------------------------------|-------|
| | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 |
| [m/s] | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] |
| 3 | -0,2 | -0,7 | -0,2 | -0,4 | -0,1 | -0,3 | -0,1 | -0,2 |
| 3,5 | -0,3 | -1,0 | -0,3 | -0,6 | -0,3 | -0,5 | -0,2 | -0,4 |
| 4 | -0,5 | -1,3 | -0,5 | -0,9 | -0,4 | -0,7 | -0,4 | -0,6 |
| 4,5 | -0,6 | -1,7 | -0,7 | -1,2 | -0,6 | -1,0 | -0,5 | -0,9 |
| 5 | -0,7 | -2,0 | -0,9 | -1,6 | -0,8 | -1,3 | -0,7 | -1,2 |
| 5,5 | -0,8 | -2,3 | -1,1 | -2,0 | -1,0 | -1,8 | -1,0 | -1,6 |
| 6 | -0,9 | -2,6 | -1,3 | -2,5 | -1,3 | -2,2 | -1,2 | -2,1 |
| 6,5 | -1,0 | -2,8 | -1,5 | -2,9 | -1,5 | -2,7 | -1,5 | -2,6 |
| 7 | -1,1 | -3,1 | -1,7 | -3,4 | -1,8 | -3,2 | -1,8 | -3,1 |
| 7,5 | -1,2 | -3,3 | -1,9 | -3,8 | -2,0 | -3,7 | -2,0 | -3,6 |
| 8 | -1,3 | -3,5 | -2,0 | -4,2 | -2,2 | -4,2 | -2,3 | -4,2 |
| 8,5 | -1,3 | -3,7 | -2,1 | -4,6 | -2,4 | -4,7 | -2,5 | -4,7 |
| 9 | -1,4 | -3,8 | -2,2 | -4,9 | -2,5 | -5,2 | -2,6 | -5,2 |
| 9,5 | -1,4 | -4,0 | -2,3 | -5,2 | -2,6 | -5,6 | -2,8 | -5,7 |
| 10 | -1,5 | -4,1 | -2,3 | -5,5 | -2,7 | -6,0 | -2,9 | -6,1 |

| wind speed | HAWT1 | HAWT2 | HAWT1 | HAWT2 | HAWT1 | HAWT2 | HAWT1 | HAWT2 |
|------------|-------|-------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|
| | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] | [ton] |
| 3 | -8,7 | -22,3 | -8,0 | -10,0 | -7,0 | -6,2 | -6,5 | -5,0 |
| 3,5 | -10,6 | -30,9 | -11,1 | -17,5 | -10,5 | -12,4 | -10,1 | -10,4 |
| 4 | -12,2 | -39,4 | -14,1 | -26,7 | -14,0 | -20,7 | -13,8 | -18,3 |
| 4,5 | -13,5 | -47,5 | -16,7 | -37,1 | -17,4 | -30,9 | -17,5 | -28,2 |
| 5 | -14,5 | -55,0 | -19,0 | -48,2 | -20,4 | -42,5 | -20,8 | -39,7 |
| 5,5 | -15,3 | -61,7 | -20,7 | -59,5 | -22,9 | -54,9 | -23,6 | -52,4 |
| 6 | -15,9 | -67,6 | -22,1 | -70,5 | -24,9 | -67,7 | -25,9 | -65,6 |
| 6,5 | -16,4 | -72,8 | -23,0 | -81,0 | -26,3 | -80,4 | -27,7 | -79,1 |
| 7 | -16,7 | -77,2 | -23,6 | -90,7 | -27,3 | -92,7 | -28,9 | -92,4 |
| 7,5 | -16,9 | -81,1 | -24,0 | -99,4 | -27,9 | -104,4 | -29,6 | -105,1 |
| 8 | -17,0 | -84,3 | -24,1 | -107,2 | -28,1 | -115,1 | -29,9 | -117,1 |
| 8,5 | -17,1 | -87,0 | -24,1 | -113,9 | -28,1 | -124,7 | -29,9 | -128,1 |
| 9 | -17,1 | -89,3 | -23,9 | -119,6 | -27,8 | -133,1 | -29,6 | -137,8 |
| 9,5 | -17,0 | -91,1 | -23,6 | -124,4 | -27,3 | -140,3 | -29,1 | -146,3 |
| 10 | -16,9 | -92,6 | -23,2 | -128,2 | -26,7 | -146,2 | -28,4 | -153,5 |

Tab. 6.4: percorrenza media di un'autovettura nuova equivalente alle emissioni di CO₂ evitate

| wind speed | k=1,83 (collina dolce) | | | |
|---------------|---------------------------|-------|--------|--------|
| | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 |
| [m/s] | [km] | [km] | [km] | [km] |
| 3 | 806 | 1565 | 40054 | 35662 |
| 3,5 | 1440 | 2584 | 59879 | 70776 |
| 4 | 2283 | 3928 | 80172 | 118565 |
| 4,5 | 3336 | 5623 | 99359 | 176857 |
| 5 | 4572 | 7669 | 116405 | 242840 |
| 5,5 | 5941 | 10031 | 130710 | 313654 |
| 6 | 7378 | 12649 | 142033 | 386634 |
| 6,5 | 8812 | 15448 | 150412 | 459395 |
| 7 | 10181 | 18347 | 156078 | 529883 |
| 7,5 | 11438 | 21269 | 159367 | 596380 |
| 8 | 12551 | 24143 | 160660 | 657553 |
| 8,5 | 13503 | 26908 | 160328 | 712448 |
| 9 | 14289 | 29514 | 158715 | 760511 |
| 9,5 | 14914 | 31922 | 156118 | 801520 |
| 10 | 15388 | 34106 | 152791 | 835526 |

Dall'esame dei dati sulla produzione annua rapportata alla potenza di targa (Tab. 6.5) risulta anche chiaro che le turbine VAWT1 e HAWT1 sono progettate per siti poco ventosi caratterizzati da elevati indici di turbolenza: hanno infatti un rapporto E/Pr (energia prodotta su potenza nominale) superiore rispetto quello delle VAWT2 e HAWT2 per basse velocità medie, mentre la situazione è invertita in siti con velocità medie del vento maggiori.

Tab. 6.5: Rapporto Energia elettrica annua prodotta su Potenza nominale [h]

| wind speed | k=1 (alta montagna) | | k=1,5 (appennino) | | k=1,83 (collina dolce) | | k=2 (pianura, declivi lievi) | |
|---------------|------------------------|-------|----------------------|-------|---------------------------|-------|---------------------------------|-------|
| | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 | VAWT1 | VAWT2 |
| | [h] | [h] | [h] | [h] | [h] | [h] | [h] | [h] |
| 3 | 273 | 424 | 245 | 221 | 171 | 166 | 147 | 149 |
| 3,5 | 407 | 609 | 412 | 357 | 305 | 274 | 270 | 248 |
| 4 | 553 | 806 | 620 | 531 | 484 | 417 | 435 | 378 |
| 4,5 | 703 | 1006 | 861 | 740 | 708 | 596 | 644 | 545 |
| 5 | 851 | 1203 | 1118 | 977 | 970 | 813 | 897 | 748 |
| 5,5 | 991 | 1390 | 1380 | 1234 | 1260 | 1064 | 1188 | 989 |
| 6 | 1123 | 1564 | 1632 | 1503 | 1565 | 1342 | 1503 | 1262 |
| 6,5 | 1243 | 1725 | 1866 | 1774 | 1869 | 1638 | 1830 | 1561 |
| 7 | 1352 | 1871 | 2077 | 2042 | 2160 | 1946 | 2153 | 1878 |
| 7,5 | 1450 | 2002 | 2262 | 2298 | 2426 | 2256 | 2458 | 2204 |
| 8 | 1537 | 2120 | 2418 | 2540 | 2662 | 2561 | 2735 | 2531 |
| 8,5 | 1614 | 2224 | 2549 | 2762 | 2864 | 2854 | 2977 | 2851 |
| 9 | 1681 | 2315 | 2653 | 2965 | 3031 | 3130 | 3181 | 3159 |
| 9,5 | 1740 | 2395 | 2736 | 3146 | 3164 | 3386 | 3346 | 3448 |
| 10 | 1791 | 2465 | 2797 | 3305 | 3264 | 3617 | 3472 | 3714 |

| wind speed | HAWT1 | HAWT2 | HAWT1 | HAWT2 | HAWT1 | HAWT2 | HAWT1 | HAWT2 |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| [m/s] | [h] | [h] | [h] | [h] | [h] | [h] | [h] | [h] |
| 3 | 2268 | 811 | 2080 | 364 | 1821 | 227 | 1694 | 180 |
| 3,5 | 2762 | 1124 | 2893 | 637 | 2722 | 450 | 2616 | 380 |
| 4 | 3175 | 1434 | 3664 | 972 | 3644 | 755 | 3591 | 665 |
| 4,5 | 3511 | 1729 | 4349 | 1351 | 4516 | 1125 | 4537 | 1025 |
| 5 | 3776 | 1999 | 4923 | 1754 | 5291 | 1545 | 5397 | 1444 |
| 5,5 | 3983 | 2243 | 5382 | 2163 | 5941 | 1996 | 6137 | 1904 |
| 6 | 4139 | 2458 | 5730 | 2564 | 6456 | 2460 | 6737 | 2386 |
| 6,5 | 4254 | 2646 | 5979 | 2945 | 6837 | 2923 | 7192 | 2876 |
| 7 | 4336 | 2809 | 6142 | 3297 | 7094 | 3372 | 7508 | 3359 |
| 7,5 | 4390 | 2948 | 6235 | 3616 | 7244 | 3795 | 7697 | 3823 |
| 8 | 4421 | 3066 | 6270 | 3898 | 7303 | 4184 | 7778 | 4259 |
| 8,5 | 4435 | 3164 | 6259 | 4142 | 7288 | 4534 | 7768 | 4657 |
| 9 | 4434 | 3246 | 6211 | 4350 | 7214 | 4840 | 7686 | 5012 |
| 9,5 | 4422 | 3314 | 6136 | 4522 | 7096 | 5101 | 7549 | 5321 |
| 10 | 4400 | 3368 | 6039 | 4662 | 6945 | 5317 | 7370 | 5581 |

In merito agli aspetti economici, nei grafici seguenti si riassumono le simulazioni finanziarie condotte al fine di valutare il tempo di rientro (*payback*) per i diversi aerogeneratori selezionati; per le turbine ad asse verticale le simulazioni sono state eseguite considerando un sito con una velocità media di 6 m/s ed un parametro k di 1,83, mentre per gli aerogeneratori ad asse orizzontale si è assunto il medesimo valore per il parametro k ed una velocità media annua del vento pari a 5,5 m/s. Questa assunzione è stata fatta allo scopo di rappresentare il numero maggiore di potenziali siti italiani: infatti dall'Atlante eolico italiano [29] è possibile rilevare come i siti con una velocità media annua pari o superiore a 7 m/s a 25 m s.l.t. siano solamente il 3-4% del totale.

Per l'elaborazione è stato assunto come riferimento il controvalore economico della tariffa onnicomprensiva (300 €/MWh) per i primi 15 anni ed un valore di vendita dell'energia elettrica per ulteriori 5 anni basato sull'attualizzazione della tariffa attuale di acquisto del GSE (89 €/MWh).

Per i costi della manutenzione è stato assunto un costo annuo pari al 1% dell'investimento iniziale, sebbene la letteratura non fornisca oggi dati completamente affidabili in questo senso.

E' stato assunto un costo del capitale ad un tasso del 3% (Euribor a 6 mesi più spread del 2%); il saggio di attualizzazione è invece stimato in accordo al costo medio ponderato del capitale (*WACC Weighted Average Cost of Capital*) espresso dalla seguente formula:

$$WACC = k_e E + k_d D = 4,2\%$$

dove:

k_e : costo del capitale proprio, stimato pari al 7%

E: percentuale del patrimonio di equity (30%)

k_d : interessi passivi calcolati sulla base EURIBOR del 31 dicembre 2009 (1%) sommato allo spread (2%)

D: percentuale del debito (70%)

Il confronto dei risultati dell'analisi economica mette in evidenza come gli aerogeneratori ad asse verticale siano pensati per le singole unità abitative e, di conseguenza, abbiano costi e ricavi proporzionati alla disponibilità di una famiglia, nonostante un netto vantaggio economico per VAWT2.

Gli aerogeneratori ad asse orizzontale, invece, risultano essere pensati come un vero e

proprio investimento finanziario per il quale è pensabile che una piccola azienda apra un leasing e si attenda un tempo di rientro e un tasso d'interesse comparabile con quello di altri prodotti finanziari. Entrambi i modelli analizzati sotto questo punto di vista risultano abbastanza allineati tra di loro per quanto riguarda sia il tempo di rientro che il saldo cumulato dopo 20 anni in proporzione all'investimento iniziale.

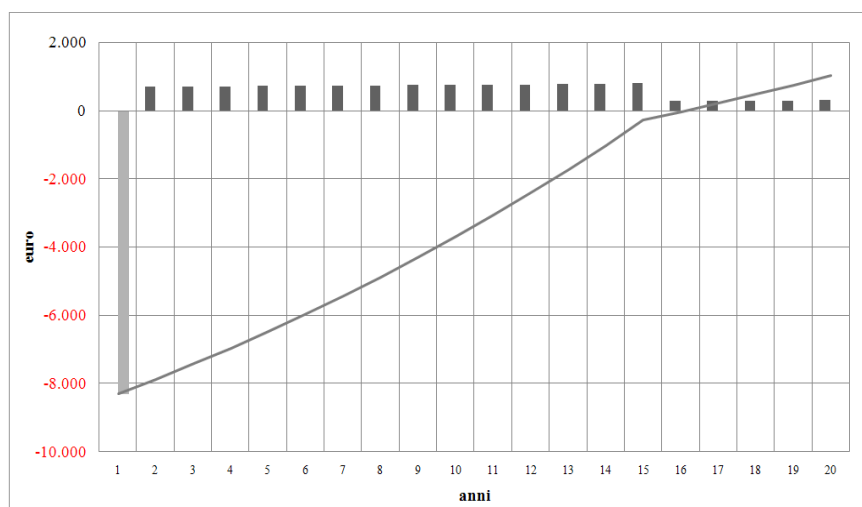


Fig. 6.7: analisi finanziaria VAWT1

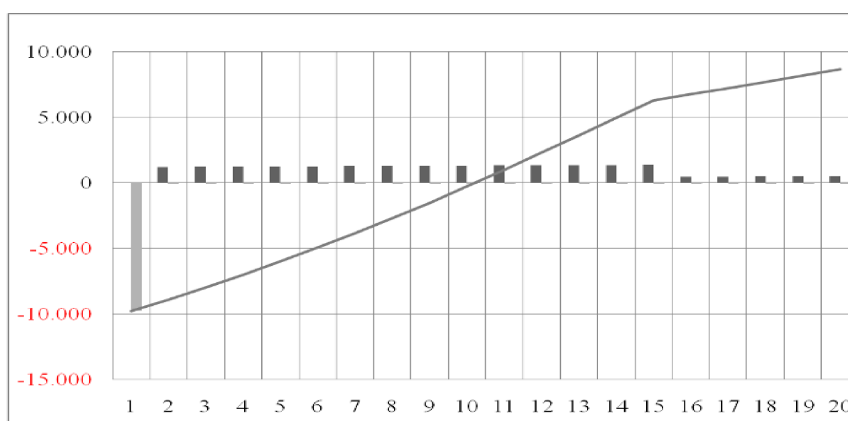
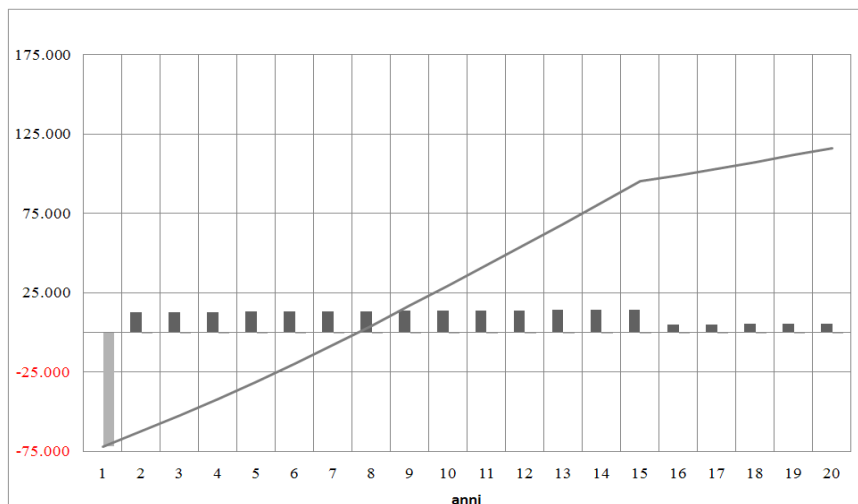
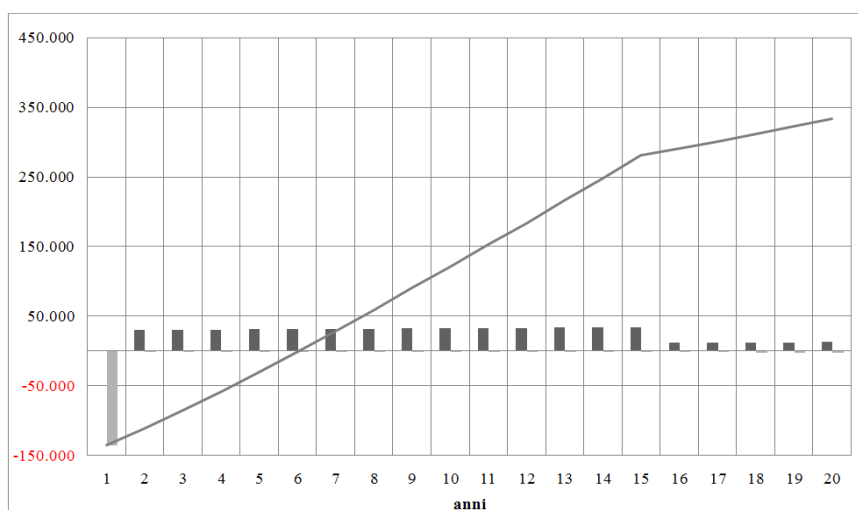


Fig. 6.8: analisi finanziaria VAWT2

*Fig. 6.9: analisi finanziaria HAWT1**Fig. 6.10: analisi finanziaria HAWT2*

Per tutti i casi elaborati, l'analisi condotta ha innanzitutto confermato i notevoli benefici energetici ed ambientali che si potrebbero conseguire attraverso l'utilizzo di questi sistemi di generazione rimanendo sempre all'interno di scenari di investimento caratterizzati da una piena fattibilità finanziaria. Si è inoltre messo in evidenza come, in linea di principio, non esista l'aerogeneratore migliore in assoluto, ma occorra saper scegliere all'interno dei prodotti disponibili quello che meglio sappia sfruttare la risorsa disponibile.

6.2 Valutazione tecnico economica della quota di installazione di un aerogeneratore

Si è ampiamente discusso della risorsa eolica in relazione alla quota sul livello del terreno ed è del tutto evidente che il principale obiettivo per un investitore che sceglie di realizzare un impianto mini eolico è il profitto che ne può ricavare, che può essere raggiunto o minimizzando i costi iniziali oppure massimizzando le prestazioni.

Di seguito verranno analizzati alcuni scenari mirati ad identificare il punto d'incontro tra questi due aspetti per alcuni aerogeneratori tipo, attraverso il calcolo della loro produzione annua di energia che si avrebbe in una serie di siti teorici caratterizzati da differenti parametri della distribuzione di Weibull in relazione all'altezza della torre utilizzata. Infatti i dati sul costo degli aerogeneratori hanno permesso di stimare l'incidenza del costo della torre pari al 10% dell'importo complessivo dell'aerogeneratore.

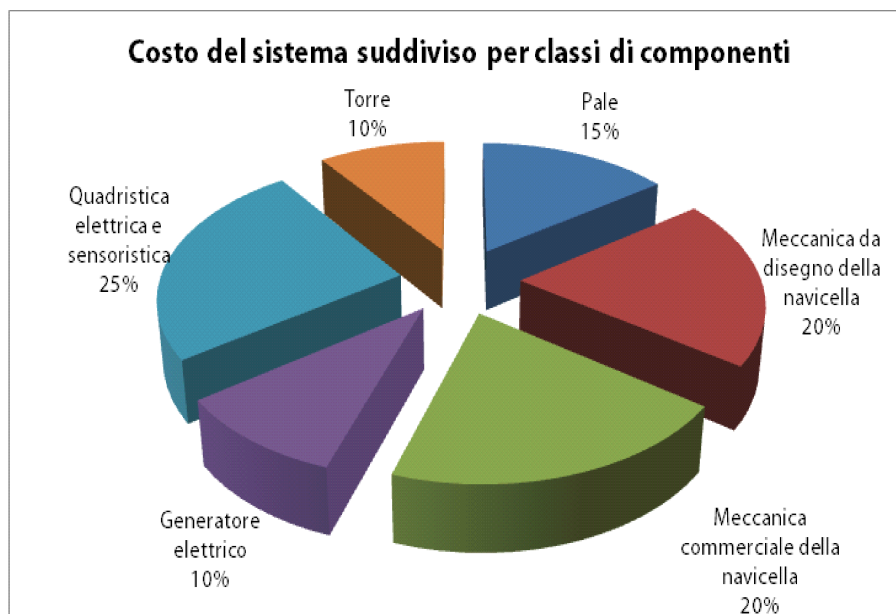


Fig. 6.11: Costo percentuale delle classi di componenti di una generica turbina di classe mini eolica. [57]

La risorsa eolica è stata valutata attraverso dalle distribuzioni di Weibull con un parametro di forma (k) compreso tra 1 e 2,25 e coefficiente di scala (c) compreso tra 3 e 10 m/s a intervalli di 0,5 m/s.

L'aerogeneratore 1 ha una potenza di targa di 7kW e può essere installato alla quota di 18 oppure 24 m s.l.t, l'aerogeneratore 2 viene installato alle medesime quote, ma ha

una potenza di 10 kW, mentre l'aerogeneratore 3, di taglia pari a 200 kW, può essere installato alle quote di 37 o 44m s.l.t.

In relazione alla modesta differenza tra le rispettive quote di calcolo, è stato possibile stimare la velocità del vento alla quota superiore assumendo il fattore k costante e variando solamente il parametro c della distribuzione di frequenza secondo la seguente funzione logaritmica del profilo verticale della velocità del vento già esaminata nel § 4.1.1:

$$Vm_{z2} = Vm_{z1} \frac{\ln\left(\frac{z_2}{R_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{R_0}\right)} \quad (\text{eq. 14})$$

Nelle tabelle seguenti sono riportati i parametri di Weibull dei siti e le relative produzioni annue (AEO) per gli aerogeneratori presi in esame.

Tab. 6.6: AEO per WTG1

| WTG1 (h18) | | | | WTG1 (h24) | | | | WTG1 (h18) | | | | WTG1 (h24) | | | |
|------------|-------|-------|-------|------------|-------|----------|-------|------------|-------|-------|-------|------------|-------|----------|-------|
| k | c | Vm | AEO | k | c' | Vm1 f(z) | AEO | k | c | Vm | AEO | k | c' | Vm1 f(z) | AEO |
| | [m/s] | [m/s] | [MWh] | | [m/s] | [m/s] | [MWh] | | [m/s] | [m/s] | [MWh] | | [m/s] | [m/s] | [MWh] |
| 1 | 3 | 3,0 | 12,52 | 1 | 3,1 | 3,1 | 13,30 | 1,83 | 3 | 2,7 | 8,28 | 1,83 | 3,1 | 2,8 | 9,50 |
| 1 | 3,5 | 3,5 | 14,98 | 1 | 3,7 | 3,7 | 15,73 | 1,83 | 3,5 | 3,1 | 12,49 | 1,83 | 3,7 | 3,3 | 13,99 |
| 1 | 4 | 4,0 | 17,00 | 1 | 4,2 | 4,2 | 17,69 | 1,83 | 4 | 3,6 | 16,79 | 1,83 | 4,2 | 3,7 | 18,45 |
| 1 | 4,5 | 4,5 | 18,61 | 1 | 4,7 | 4,7 | 19,22 | 1,83 | 4,5 | 4,0 | 20,87 | 1,83 | 4,7 | 4,2 | 22,58 |
| 1 | 5 | 5,0 | 19,87 | 1 | 5,2 | 5,2 | 20,38 | 1,83 | 5 | 4,4 | 24,57 | 1,83 | 5,2 | 4,7 | 26,23 |
| 1 | 5,5 | 5,5 | 20,83 | 1 | 5,8 | 5,8 | 21,24 | 1,83 | 5,5 | 4,9 | 27,79 | 1,83 | 5,8 | 5,1 | 29,33 |
| 1 | 6 | 6,0 | 21,54 | 1 | 6,3 | 6,3 | 21,87 | 1,83 | 6 | 5,3 | 30,49 | 1,83 | 6,3 | 5,6 | 31,85 |
| 1 | 6,5 | 6,5 | 22,05 | 1 | 6,8 | 6,8 | 22,29 | 1,83 | 6,5 | 5,8 | 32,66 | 1,83 | 6,8 | 6,1 | 33,79 |
| 1 | 7 | 7,0 | 22,40 | 1 | 7,3 | 7,3 | 22,56 | 1,83 | 7 | 6,2 | 34,33 | 1,83 | 7,3 | 6,5 | 35,20 |
| 1 | 7,5 | 7,5 | 22,61 | 1 | 7,9 | 7,9 | 22,70 | 1,83 | 7,5 | 6,7 | 35,51 | 1,83 | 7,9 | 7,0 | 36,12 |
| 1 | 8 | 8,0 | 22,72 | 1 | 8,4 | 8,4 | 22,74 | 1,83 | 8 | 7,1 | 36,27 | 1,83 | 8,4 | 7,5 | 36,61 |
| 1 | 8,5 | 8,5 | 22,74 | 1 | 8,9 | 8,9 | 22,70 | 1,83 | 8,5 | 7,6 | 36,66 | 1,83 | 8,9 | 7,9 | 36,74 |
| 1 | 9 | 9,0 | 22,69 | 1 | 9,4 | 9,4 | 22,61 | 1,83 | 9 | 8,0 | 36,73 | 1,83 | 9,4 | 8,4 | 36,58 |
| 1 | 9,5 | 9,5 | 22,59 | 1 | 10,0 | 10,0 | 22,46 | 1,83 | 9,5 | 8,4 | 36,55 | 1,83 | 10,0 | 8,9 | 36,18 |
| 1 | 10 | 10,0 | 22,45 | 1 | 10,5 | 10,5 | 22,27 | 1,83 | 10 | 8,9 | 36,15 | 1,83 | 10,5 | 9,3 | 35,60 |
| 1,25 | 3 | 2,8 | 11,30 | 1,25 | 3,1 | 2,9 | 12,32 | 2 | 3 | 2,7 | 7,61 | 2 | 3,1 | 2,8 | 8,83 |
| 1,25 | 3,5 | 3,3 | 14,64 | 1,25 | 3,7 | 3,4 | 15,72 | 2 | 3,5 | 3,1 | 11,91 | 2 | 3,7 | 3,3 | 13,48 |
| 1,25 | 4 | 3,7 | 17,62 | 1,25 | 4,2 | 3,9 | 18,68 | 2 | 4 | 3,5 | 16,45 | 2 | 4,2 | 3,7 | 18,22 |
| 1,25 | 4,5 | 4,2 | 20,16 | 1,25 | 4,7 | 4,4 | 21,15 | 2 | 4,5 | 4,0 | 20,84 | 2 | 4,7 | 4,2 | 22,69 |
| 1,25 | 5 | 4,7 | 22,24 | 1,25 | 5,2 | 4,9 | 23,12 | 2 | 5 | 4,4 | 24,87 | 2 | 5,2 | 4,7 | 26,70 |
| 1,25 | 5,5 | 5,1 | 23,90 | 1,25 | 5,8 | 5,4 | 24,64 | 2 | 5,5 | 4,9 | 28,42 | 2 | 5,8 | 5,1 | 30,15 |
| 1,25 | 6 | 5,6 | 25,17 | 1,25 | 6,3 | 5,9 | 25,77 | 2 | 6 | 5,3 | 31,46 | 2 | 6,3 | 5,6 | 33,01 |
| 1,25 | 6,5 | 6,1 | 26,11 | 1,25 | 6,8 | 6,4 | 26,57 | 2 | 6,5 | 5,8 | 33,96 | 2 | 6,8 | 6,0 | 35,28 |
| 1,25 | 7 | 6,5 | 26,77 | 1,25 | 7,3 | 6,8 | 27,09 | 2 | 7 | 6,2 | 35,91 | 2 | 7,3 | 6,5 | 36,96 |
| 1,25 | 7,5 | 7,0 | 27,20 | 1,25 | 7,9 | 7,3 | 27,39 | 2 | 7,5 | 6,6 | 37,34 | 2 | 7,9 | 7,0 | 38,10 |
| 1,25 | 8 | 7,5 | 27,43 | 1,25 | 8,4 | 7,8 | 27,51 | 2 | 8 | 7,1 | 38,30 | 2 | 8,4 | 7,4 | 38,74 |
| 1,25 | 8,5 | 7,9 | 27,51 | 1,25 | 8,9 | 8,3 | 27,48 | 2 | 8,5 | 7,5 | 38,82 | 2 | 8,9 | 7,9 | 38,97 |
| 1,25 | 9 | 8,4 | 27,46 | 1,25 | 9,4 | 8,8 | 27,34 | 2 | 9 | 8,0 | 38,97 | 2 | 9,4 | 8,4 | 38,83 |
| 1,25 | 9,5 | 8,8 | 27,32 | 1,25 | 10,0 | 9,3 | 27,11 | 2 | 9,5 | 8,4 | 38,80 | 2 | 10,0 | 8,8 | 38,41 |
| 1,25 | 10 | 9,3 | 27,09 | 1,25 | 10,5 | 9,8 | 26,81 | 2 | 10 | 8,9 | 38,38 | 2 | 10,5 | 9,3 | 37,75 |
| 1,5 | 3 | 2,7 | 9,88 | 1,5 | 3,1 | 2,8 | 11,03 | 2,2 | 3 | 2,7 | 6,94 | 2,2 | 3,1 | 2,8 | 8,16 |
| 1,5 | 3,5 | 3,2 | 13,73 | 1,5 | 3,7 | 3,3 | 15,05 | 2,2 | 3,5 | 3,1 | 11,29 | 2,2 | 3,7 | 3,3 | 12,93 |
| 1,5 | 4 | 3,6 | 17,42 | 1,5 | 4,2 | 3,8 | 18,79 | 2,2 | 4 | 3,5 | 16,06 | 2,2 | 4,2 | 3,7 | 17,96 |
| 1,5 | 4,5 | 4,1 | 20,75 | 1,5 | 4,7 | 4,3 | 22,10 | 2,2 | 4,5 | 4,0 | 20,78 | 2,2 | 4,7 | 4,2 | 22,79 |
| 1,5 | 5 | 4,5 | 23,63 | 1,5 | 5,2 | 4,7 | 24,88 | 2,2 | 5 | 4,4 | 25,16 | 2,2 | 5,2 | 4,6 | 27,16 |
| 1,5 | 5,5 | 5,0 | 26,02 | 1,5 | 5,8 | 5,2 | 27,12 | 2,2 | 5,5 | 4,9 | 29,06 | 2,2 | 5,8 | 5,1 | 30,96 |
| 1,5 | 6 | 5,4 | 27,93 | 1,5 | 6,3 | 5,7 | 28,86 | 2,2 | 6 | 5,3 | 32,42 | 2,2 | 6,3 | 5,6 | 34,16 |
| 1,5 | 6,5 | 5,9 | 29,40 | 1,5 | 6,8 | 6,2 | 30,13 | 2,2 | 6,5 | 5,8 | 35,23 | 2,2 | 6,8 | 6,0 | 36,75 |
| 1,5 | 7 | 6,3 | 30,47 | 1,5 | 7,3 | 6,6 | 31,00 | 2,2 | 7 | 6,2 | 37,49 | 2,2 | 7,3 | 6,5 | 38,73 |
| 1,5 | 7,5 | 6,8 | 31,19 | 1,5 | 7,9 | 7,1 | 31,53 | 2,2 | 7,5 | 6,6 | 39,20 | 2,2 | 7,9 | 7,0 | 40,12 |
| 1,5 | 8 | 7,2 | 31,61 | 1,5 | 8,4 | 7,6 | 31,77 | 2,2 | 8 | 7,1 | 40,38 | 2,2 | 8,4 | 7,4 | 40,96 |
| 1,5 | 8,5 | 7,7 | 31,79 | 1,5 | 8,9 | 8,1 | 31,79 | 2,2 | 8,5 | 7,5 | 41,07 | 2,2 | 8,9 | 7,9 | 41,31 |
| 1,5 | 9 | 8,1 | 31,77 | 1,5 | 9,4 | 8,5 | 31,62 | 2,2 | 9 | 8,0 | 41,32 | 2,2 | 9,4 | 8,4 | 41,23 |
| 1,5 | 9,5 | 8,6 | 31,59 | 1,5 | 10,0 | 9,0 | 31,30 | 2,2 | 9,5 | 8,4 | 41,20 | 2,2 | 10,0 | 8,8 | 40,79 |
| 1,5 | 10 | 9,0 | 31,28 | 1,5 | 10,5 | 9,5 | 30,88 | 2,2 | 10 | 8,9 | 40,76 | 2,2 | 10,5 | 9,3 | 40,07 |

Tab. 6.7: AEO per WTG2

| WTG2 (h18) | | | | WTG2 (h24) | | | | WTG2 (h18) | | | | WTG2 (h24) | | | |
|------------|-------|-------|-------|------------|-------|----------|-------|------------|-------|-------|-------|------------|-------|----------|-------|
| k | c | Vm | AEO | k | c' | Vm1 f(z) | AEO | k | c | Vm | AEO | k | c' | Vm1 f(z) | AEO |
| | [m/s] | [m/s] | [MWh] | | [m/s] | [m/s] | [MWh] | | [m/s] | [m/s] | [MWh] | | [m/s] | [m/s] | [MWh] |
| 1 | 3 | 3,0 | 15,88 | 1 | 3,1 | 3,1 | 16,96 | 1,83 | 3 | 2,7 | 8,94 | 1,83 | 3,1 | 2,8 | 10,39 |
| 1 | 3,5 | 3,5 | 19,33 | 1 | 3,7 | 3,7 | 20,40 | 1,83 | 3,5 | 3,1 | 14,09 | 1,83 | 3,7 | 3,3 | 16,03 |
| 1 | 4 | 4,0 | 22,23 | 1 | 4,2 | 4,2 | 23,22 | 1,83 | 4 | 3,6 | 19,76 | 1,83 | 4,2 | 3,7 | 22,05 |
| 1 | 4,5 | 4,5 | 24,57 | 1 | 4,7 | 4,7 | 25,46 | 1,83 | 4,5 | 4,0 | 25,49 | 1,83 | 4,7 | 4,2 | 27,98 |
| 1 | 5 | 5,0 | 26,43 | 1 | 5,2 | 5,2 | 27,20 | 1,83 | 5 | 4,4 | 30,95 | 1,83 | 5,2 | 4,7 | 33,48 |
| 1 | 5,5 | 5,5 | 27,88 | 1 | 5,8 | 5,8 | 28,52 | 1,83 | 5,5 | 4,9 | 35,89 | 1,83 | 5,8 | 5,1 | 38,31 |
| 1 | 6 | 6,0 | 28,97 | 1 | 6,3 | 6,3 | 29,49 | 1,83 | 6 | 5,3 | 40,16 | 1,83 | 6,3 | 5,6 | 42,36 |
| 1 | 6,5 | 6,5 | 29,78 | 1 | 6,8 | 6,8 | 30,17 | 1,83 | 6,5 | 5,8 | 43,70 | 1,83 | 6,8 | 6,1 | 45,58 |
| 1 | 7 | 7,0 | 30,35 | 1 | 7,3 | 7,3 | 30,63 | 1,83 | 7 | 6,2 | 46,48 | 1,83 | 7,3 | 6,5 | 47,99 |
| 1 | 7,5 | 7,5 | 30,73 | 1 | 7,9 | 7,9 | 30,91 | 1,83 | 7,5 | 6,7 | 48,54 | 1,83 | 7,9 | 7,0 | 49,65 |
| 1 | 8 | 8,0 | 30,95 | 1 | 8,4 | 8,4 | 31,03 | 1,83 | 8 | 7,1 | 49,95 | 1,83 | 8,4 | 7,5 | 50,65 |
| 1 | 8,5 | 8,5 | 31,05 | 1 | 8,9 | 8,9 | 31,05 | 1,83 | 8,5 | 7,6 | 50,78 | 1,83 | 8,9 | 7,9 | 51,09 |
| 1 | 9 | 9,0 | 31,04 | 1 | 9,4 | 9,4 | 30,96 | 1,83 | 9 | 8,0 | 51,12 | 1,83 | 9,4 | 8,4 | 51,07 |
| 1 | 9,5 | 9,5 | 30,95 | 1 | 10,0 | 10,0 | 30,81 | 1,83 | 9,5 | 8,4 | 51,05 | 1,83 | 10,0 | 8,9 | 50,68 |
| 1 | 10 | 10,0 | 30,80 | 1 | 10,5 | 10,5 | 30,59 | 1,83 | 10 | 8,9 | 50,65 | 1,83 | 10,5 | 9,3 | 49,99 |
| 1,25 | 3 | 2,8 | 13,64 | 1,25 | 3,1 | 2,9 | 15,03 | 2 | 3 | 2,7 | 8,04 | 2 | 3,1 | 2,8 | 9,44 |
| 1,25 | 3,5 | 3,3 | 18,23 | 1,25 | 3,7 | 3,4 | 19,75 | 2 | 3,5 | 3,1 | 13,11 | 2 | 3,7 | 3,3 | 15,07 |
| 1,25 | 4 | 3,7 | 22,45 | 1,25 | 4,2 | 3,9 | 23,99 | 2 | 4 | 3,5 | 18,92 | 2 | 4,2 | 3,7 | 21,32 |
| 1,25 | 4,5 | 4,2 | 26,14 | 1,25 | 4,7 | 4,4 | 27,60 | 2 | 4,5 | 4,0 | 24,98 | 2 | 4,7 | 4,2 | 27,65 |
| 1,25 | 5 | 4,7 | 29,24 | 1,25 | 5,2 | 4,9 | 30,56 | 2 | 5 | 4,4 | 30,87 | 2 | 5,2 | 4,7 | 33,66 |
| 1,25 | 5,5 | 5,1 | 31,75 | 1,25 | 5,8 | 5,4 | 32,88 | 2 | 5,5 | 4,9 | 36,33 | 2 | 5,8 | 5,1 | 39,06 |
| 1,25 | 6 | 5,6 | 33,71 | 1,25 | 6,3 | 5,9 | 34,66 | 2 | 6 | 5,3 | 41,17 | 2 | 6,3 | 5,6 | 43,71 |
| 1,25 | 6,5 | 6,1 | 35,21 | 1,25 | 6,8 | 6,4 | 35,95 | 2 | 6,5 | 5,8 | 45,27 | 2 | 6,8 | 6,0 | 47,50 |
| 1,25 | 7 | 6,5 | 36,29 | 1,25 | 7,3 | 6,8 | 36,84 | 2 | 7 | 6,2 | 48,58 | 2 | 7,3 | 6,5 | 50,41 |
| 1,25 | 7,5 | 7,0 | 37,03 | 1,25 | 7,9 | 7,3 | 37,40 | 2 | 7,5 | 6,6 | 51,09 | 2 | 7,9 | 7,0 | 52,48 |
| 1,25 | 8 | 7,5 | 37,49 | 1,25 | 8,4 | 7,8 | 37,68 | 2 | 8 | 7,1 | 52,86 | 2 | 8,4 | 7,4 | 53,77 |
| 1,25 | 8,5 | 7,9 | 37,71 | 1,25 | 8,9 | 8,3 | 37,75 | 2 | 8,5 | 7,5 | 53,94 | 2 | 8,9 | 7,9 | 54,39 |
| 1,25 | 9 | 8,4 | 37,75 | 1,25 | 9,4 | 8,8 | 37,65 | 2 | 9 | 8,0 | 54,43 | 2 | 9,4 | 8,4 | 54,45 |
| 1,25 | 9,5 | 8,8 | 37,63 | 1,25 | 10,0 | 9,3 | 37,41 | 2 | 9,5 | 8,4 | 54,42 | 2 | 10,0 | 8,8 | 54,04 |
| 1,25 | 10 | 9,3 | 37,39 | 1,25 | 10,5 | 9,8 | 37,06 | 2 | 10 | 8,9 | 54,00 | 2 | 10,5 | 9,3 | 53,26 |
| 1,5 | 3 | 2,7 | 11,31 | 1,5 | 3,1 | 2,8 | 12,79 | 2,2 | 3 | 2,7 | 7,21 | 2,2 | 3,1 | 2,8 | 8,55 |
| 1,5 | 3,5 | 3,2 | 16,38 | 1,5 | 3,7 | 3,3 | 18,17 | 2,2 | 3,5 | 3,1 | 12,14 | 2,2 | 3,7 | 3,3 | 14,10 |
| 1,5 | 4 | 3,6 | 21,49 | 1,5 | 4,2 | 3,8 | 23,45 | 2,2 | 4 | 3,5 | 18,03 | 2,2 | 4,2 | 3,7 | 20,53 |
| 1,5 | 4,5 | 4,1 | 26,29 | 1,5 | 4,7 | 4,3 | 28,27 | 2,2 | 4,5 | 4,0 | 24,38 | 2,2 | 4,7 | 4,2 | 27,24 |
| 1,5 | 5 | 4,5 | 30,56 | 1,5 | 5,2 | 4,7 | 32,46 | 2,2 | 5 | 4,4 | 30,71 | 2,2 | 5,2 | 4,6 | 33,74 |
| 1,5 | 5,5 | 5,0 | 34,21 | 1,5 | 5,8 | 5,2 | 35,92 | 2,2 | 5,5 | 4,9 | 36,68 | 2,2 | 5,8 | 5,1 | 39,71 |
| 1,5 | 6 | 5,4 | 37,19 | 1,5 | 6,3 | 5,7 | 38,66 | 2,2 | 6 | 5,3 | 42,08 | 2,2 | 6,3 | 5,6 | 44,96 |
| 1,5 | 6,5 | 5,9 | 39,54 | 1,5 | 6,8 | 6,2 | 40,73 | 2,2 | 6,5 | 5,8 | 46,76 | 2,2 | 6,8 | 6,0 | 49,36 |
| 1,5 | 7 | 6,3 | 41,30 | 1,5 | 7,3 | 6,6 | 42,21 | 2,2 | 7 | 6,2 | 50,64 | 2,2 | 7,3 | 6,5 | 52,83 |
| 1,5 | 7,5 | 6,8 | 42,54 | 1,5 | 7,9 | 7,1 | 43,17 | 2,2 | 7,5 | 6,6 | 53,67 | 2,2 | 7,9 | 7,0 | 55,38 |
| 1,5 | 8 | 7,2 | 43,34 | 1,5 | 8,4 | 7,6 | 43,71 | 2,2 | 8 | 7,1 | 55,87 | 2,2 | 8,4 | 7,4 | 57,05 |
| 1,5 | 8,5 | 7,7 | 43,77 | 1,5 | 8,9 | 8,1 | 43,90 | 2,2 | 8,5 | 7,5 | 57,28 | 2,2 | 8,9 | 7,9 | 57,92 |
| 1,5 | 9 | 8,1 | 43,90 | 1,5 | 9,4 | 8,5 | 43,80 | 2,2 | 9 | 8,0 | 57,98 | 2,2 | 9,4 | 8,4 | 58,09 |
| 1,5 | 9,5 | 8,6 | 43,77 | 1,5 | 10,0 | 9,0 | 43,48 | 2,2 | 9,5 | 8,4 | 58,08 | 2,2 | 10,0 | 8,8 | 57,69 |
| 1,5 | 10 | 9,0 | 43,45 | 1,5 | 10,5 | 9,5 | 42,98 | 2,2 | 10 | 8,9 | 57,66 | 2,2 | 10,5 | 9,3 | 56,83 |

Tab. 6.8: AEO per WTG3

| WTG3 (h37) | | | | WTG3 (h44) | | | | WTG3 (h37) | | | | WTG3 (h44) | | | |
|------------|-------|-------|--------|------------|-------|----------|-------|------------|-------|-------|---------|------------|-------|----------|-------|
| k | c | Vm | AEO | k | c' | Vm1 f(z) | AEO | k | c | Vm | AEO | k | c' | Vm1 f(z) | AEO |
| | [m/s] | [m/s] | [MWh] | | [m/s] | [m/s] | [MWh] | | [m/s] | [m/s] | [MWh] | | [m/s] | [m/s] | [MWh] |
| 1 | 3 | 3,0 | 203,30 | 1 | 3,1 | 213,9 | 16,96 | 1,83 | 3 | 2,7 | 71,36 | 1,83 | 2,7 | 78,6 | 10,39 |
| 1 | 3,5 | 3,5 | 269,51 | 1 | 3,6 | 281,7 | 20,40 | 1,83 | 3,5 | 3,1 | 123,05 | 1,83 | 3,2 | 134,3 | 16,03 |
| 1 | 4 | 4,0 | 333,89 | 1 | 4,1 | 347,1 | 23,22 | 1,83 | 4 | 3,6 | 188,32 | 1,83 | 3,6 | 203,7 | 22,05 |
| 1 | 4,5 | 4,5 | 394,49 | 1 | 4,6 | 408,3 | 25,46 | 1,83 | 4,5 | 4,0 | 263,95 | 1,83 | 4,1 | 283,2 | 27,98 |
| 1 | 5 | 5,0 | 450,27 | 1 | 5,1 | 464,2 | 27,20 | 1,83 | 5 | 4,4 | 346,00 | 1,83 | 4,6 | 368,4 | 33,48 |
| 1 | 5,5 | 5,5 | 500,76 | 1 | 5,6 | 514,5 | 28,52 | 1,83 | 5,5 | 4,9 | 430,73 | 1,83 | 5,0 | 455,6 | 38,31 |
| 1 | 6 | 6,0 | 545,90 | 1 | 6,2 | 559,2 | 29,49 | 1,83 | 6 | 5,3 | 515,16 | 1,83 | 5,5 | 541,7 | 42,36 |
| 1 | 6,5 | 6,5 | 585,82 | 1 | 6,7 | 598,5 | 30,17 | 1,83 | 6,5 | 5,8 | 597,13 | 1,83 | 5,9 | 624,6 | 45,58 |
| 1 | 7 | 7,0 | 620,80 | 1 | 7,2 | 632,7 | 30,63 | 1,83 | 7 | 6,2 | 675,25 | 1,83 | 6,4 | 703,2 | 47,99 |
| 1 | 7,5 | 7,5 | 651,25 | 1 | 7,7 | 662,2 | 30,91 | 1,83 | 7,5 | 6,7 | 748,67 | 1,83 | 6,8 | 776,6 | 49,65 |
| 1 | 8 | 8,0 | 677,54 | 1 | 8,2 | 687,6 | 31,03 | 1,83 | 8 | 7,1 | 816,95 | 1,83 | 7,3 | 844,4 | 50,65 |
| 1 | 8,5 | 8,5 | 700,06 | 1 | 8,7 | 709,1 | 31,05 | 1,83 | 8,5 | 7,6 | 879,86 | 1,83 | 7,8 | 906,5 | 51,09 |
| 1 | 9 | 9,0 | 719,20 | 1 | 9,2 | 727,3 | 30,96 | 1,83 | 9 | 8,0 | 937,35 | 1,83 | 8,2 | 963,0 | 51,07 |
| 1 | 9,5 | 9,5 | 735,33 | 1 | 9,8 | 742,4 | 30,81 | 1,83 | 9,5 | 8,4 | 989,38 | 1,83 | 8,7 | 1013,6 | 50,68 |
| 1 | 10 | 10,0 | 748,76 | 1 | 10,3 | 754,9 | 30,59 | 1,83 | 10 | 8,9 | 1036,01 | 1,83 | 9,1 | 1058,6 | 49,99 |
| 1,25 | 3 | 2,8 | 142,69 | 1,25 | 2,9 | 152,8 | 15,03 | 2 | 3 | 2,7 | 61,60 | 2 | 2,7 | 68,2 | 9,44 |
| 1,25 | 3,5 | 3,3 | 208,92 | 1,25 | 3,3 | 221,9 | 19,75 | 2 | 3,5 | 3,1 | 109,20 | 2 | 3,2 | 119,7 | 15,07 |
| 1,25 | 4 | 3,7 | 279,36 | 1,25 | 3,8 | 294,6 | 23,99 | 2 | 4 | 3,5 | 171,33 | 2 | 3,6 | 186,3 | 21,32 |
| 1,25 | 4,5 | 4,2 | 350,60 | 1,25 | 4,3 | 367,5 | 27,60 | 2 | 4,5 | 4,0 | 245,77 | 2 | 4,1 | 265,0 | 27,65 |
| 1,25 | 5 | 4,7 | 420,25 | 1,25 | 4,8 | 438,3 | 30,56 | 2 | 5 | 4,4 | 328,87 | 2 | 4,5 | 351,9 | 33,66 |
| 1,25 | 5,5 | 5,1 | 486,71 | 1,25 | 5,3 | 505,4 | 32,88 | 2 | 5,5 | 4,9 | 416,62 | 2 | 5,0 | 442,7 | 39,06 |
| 1,25 | 6 | 5,6 | 548,96 | 1,25 | 5,7 | 567,8 | 34,66 | 2 | 6 | 5,3 | 505,48 | 2 | 5,5 | 533,6 | 43,71 |
| 1,25 | 6,5 | 6,1 | 606,34 | 1,25 | 6,2 | 625,0 | 35,95 | 2 | 6,5 | 5,8 | 592,70 | 2 | 5,9 | 622,1 | 47,50 |
| 1,25 | 7 | 6,5 | 658,59 | 1,25 | 6,7 | 676,7 | 36,84 | 2 | 7 | 6,2 | 676,38 | 2 | 6,4 | 706,4 | 50,41 |
| 1,25 | 7,5 | 7,0 | 705,59 | 1,25 | 7,2 | 722,9 | 37,40 | 2 | 7,5 | 6,6 | 755,35 | 2 | 6,8 | 785,4 | 52,48 |
| 1,25 | 8 | 7,5 | 747,41 | 1,25 | 7,6 | 763,7 | 37,68 | 2 | 8 | 7,1 | 828,99 | 2 | 7,3 | 858,6 | 53,77 |
| 1,25 | 8,5 | 7,9 | 784,25 | 1,25 | 8,1 | 799,3 | 37,75 | 2 | 8,5 | 7,5 | 897,02 | 2 | 7,7 | 925,9 | 54,39 |
| 1,25 | 9 | 8,4 | 816,35 | 1,25 | 8,6 | 830,1 | 37,65 | 2 | 9 | 8,0 | 959,41 | 2 | 8,2 | 987,3 | 54,45 |
| 1,25 | 9,5 | 8,8 | 844,02 | 1,25 | 9,1 | 856,4 | 37,41 | 2 | 9,5 | 8,4 | 1016,19 | 2 | 8,6 | 1042,8 | 54,04 |
| 1,25 | 10 | 9,3 | 867,59 | 1,25 | 9,6 | 878,6 | 37,06 | 2 | 10 | 8,9 | 1067,47 | 2 | 9,1 | 1092,5 | 53,26 |
| 1,5 | 3 | 2,7 | 102,37 | 1,5 | 2,8 | 111,3 | 12,79 | 2,2 | 3 | 2,7 | 53,37 | 2,2 | 2,7 | 59,4 | 8,55 |
| 1,5 | 3,5 | 3,2 | 163,13 | 1,5 | 3,2 | 175,6 | 18,17 | 2,2 | 3,5 | 3,1 | 97,05 | 2,2 | 3,2 | 106,8 | 14,10 |
| 1,5 | 4 | 3,6 | 233,20 | 1,5 | 3,7 | 248,9 | 23,45 | 2,2 | 4 | 3,5 | 155,61 | 2,2 | 3,6 | 169,9 | 20,53 |
| 1,5 | 4,5 | 4,1 | 308,49 | 1,5 | 4,2 | 326,9 | 28,27 | 2,2 | 4,5 | 4,0 | 228,04 | 2,2 | 4,1 | 247,1 | 27,24 |
| 1,5 | 5 | 4,5 | 385,55 | 1,5 | 4,6 | 406,0 | 32,46 | 2,2 | 5 | 4,4 | 311,40 | 2,2 | 4,5 | 334,9 | 33,74 |
| 1,5 | 5,5 | 5,0 | 461,82 | 1,5 | 5,1 | 483,7 | 35,92 | 2,2 | 5,5 | 4,9 | 401,72 | 2,2 | 5,0 | 428,9 | 39,71 |
| 1,5 | 6 | 5,4 | 535,52 | 1,5 | 5,6 | 558,3 | 38,66 | 2,2 | 6 | 5,3 | 494,96 | 2,2 | 5,5 | 524,8 | 44,96 |
| 1,5 | 6,5 | 5,9 | 605,48 | 1,5 | 6,0 | 628,7 | 40,73 | 2,2 | 6,5 | 5,8 | 587,72 | 2,2 | 5,9 | 619,2 | 49,36 |
| 1,5 | 7 | 6,3 | 670,96 | 1,5 | 6,5 | 694,1 | 42,21 | 2,2 | 7 | 6,2 | 677,47 | 2,2 | 6,4 | 709,8 | 52,83 |
| 1,5 | 7,5 | 6,8 | 731,49 | 1,5 | 7,0 | 754,2 | 43,17 | 2,2 | 7,5 | 6,6 | 762,54 | 2,2 | 6,8 | 795,0 | 55,38 |
| 1,5 | 8 | 7,2 | 786,81 | 1,5 | 7,4 | 808,8 | 43,71 | 2,2 | 8 | 7,1 | 841,99 | 2,2 | 7,3 | 874,0 | 57,05 |
| 1,5 | 8,5 | 7,7 | 836,81 | 1,5 | 7,9 | 857,7 | 43,90 | 2,2 | 8,5 | 7,5 | 915,41 | 2,2 | 7,7 | 946,6 | 57,92 |
| 1,5 | 9 | 8,1 | 881,52 | 1,5 | 8,3 | 901,1 | 43,80 | 2,2 | 9 | 8,0 | 982,71 | 2,2 | 8,2 | 1012,8 | 58,09 |
| 1,5 | 9,5 | 8,6 | 921,02 | 1,5 | 8,8 | 939,1 | 43,48 | 2,2 | 9,5 | 8,4 | 1044,03 | 2,2 | 8,6 | 1072,8 | 57,69 |
| 1,5 | 10 | 9,0 | 955,49 | 1,5 | 9,3 | 971,9 | 42,98 | 2,2 | 10 | 8,9 | 1099,56 | 2,2 | 9,1 | 1126,8 | 56,83 |

I risultati delle variazioni di produzione possono essere riassunti nei grafici seguenti.

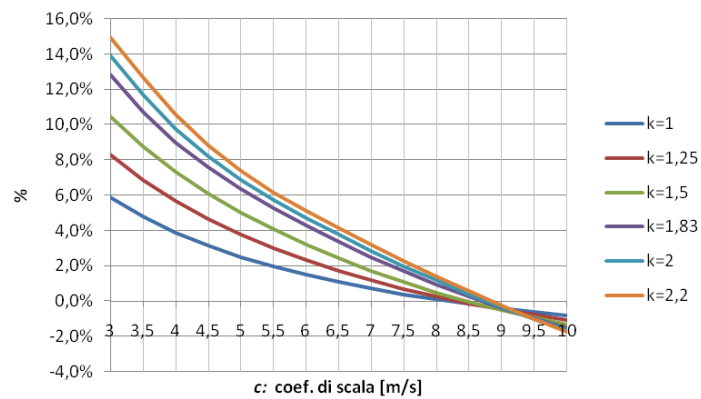


Fig. 6.12: Variazione percentuale AEO per WTG1

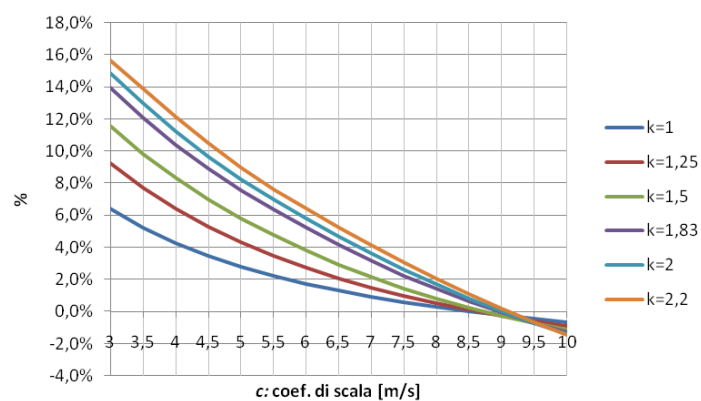


Fig. 6.13: Variazione percentuale AEO per WTG2

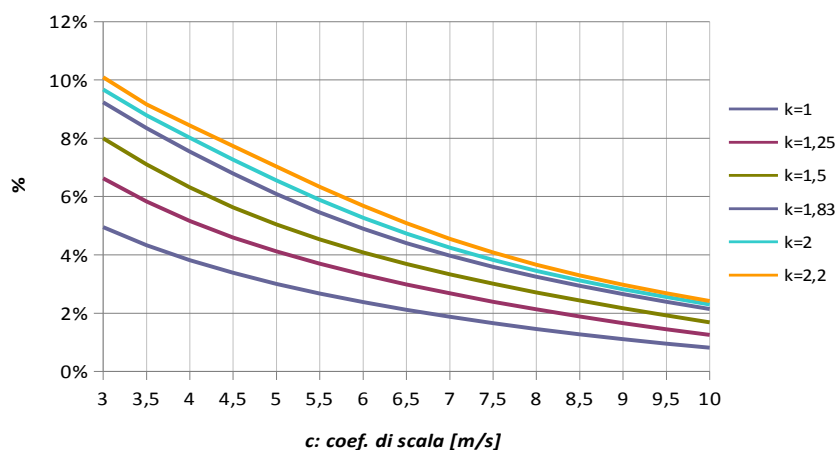


Fig. 6.14: Variazione percentuale AEO per WTG3

Assumendo come prezzo di cessione dell'energia 0,30 €/kWh, nei grafici seguenti viene messa in evidenza il punto di massimizzazione del ricavo lordo annuo derivato dalla tariffa incentivante.

Per le WTG1 e WTG2 tale vantaggio si ottiene in maniera significativa con valori del parametro c compresi tra 4,5 e 5 m/s (corrispondente ad una velocità media compresa tra 4 e 4,2 m/s) e coefficienti k superiori ad 1,8.

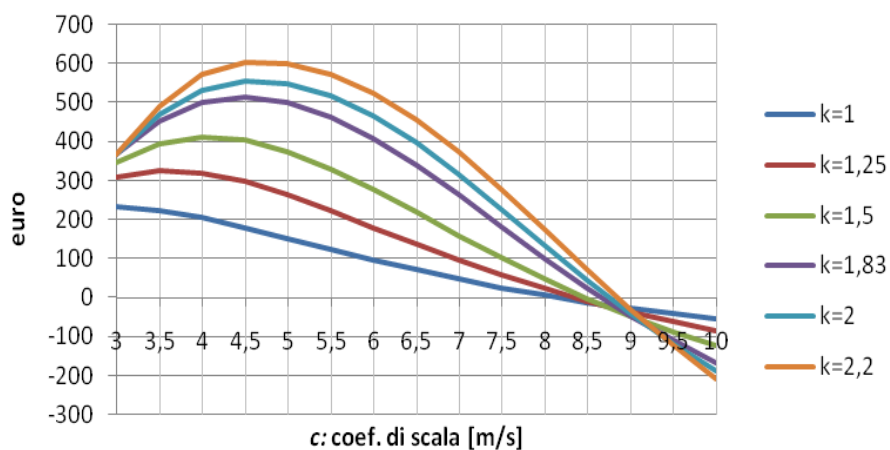


Fig. 6.15: Variazione del ricavo lordo annuo per la WTG1

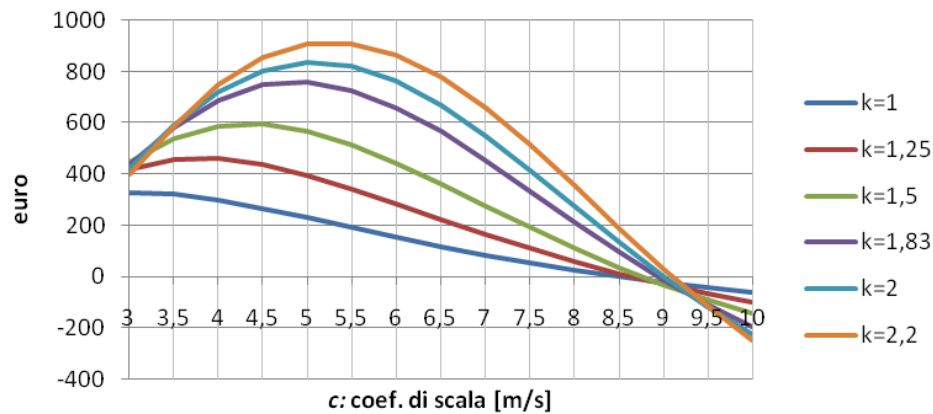


Fig. 6.16: Variazione del ricavo lordo annuo per la WTG2

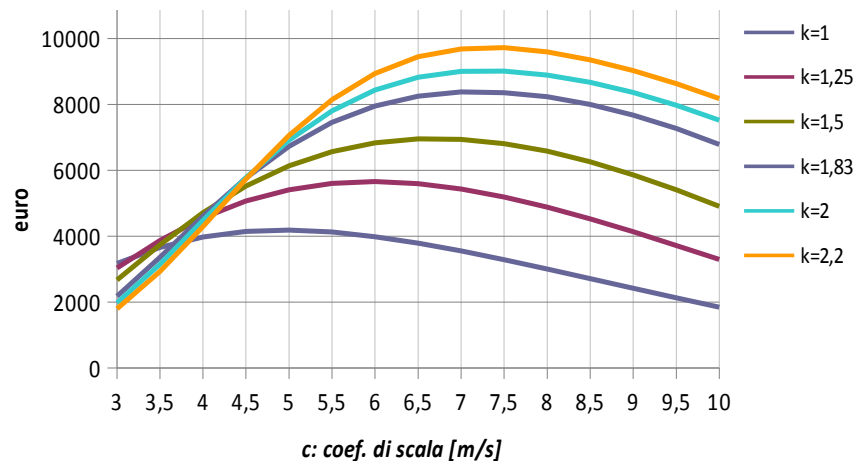


Fig. 6.17: Variazione del ricavo lordo annuo per la WTG3

Per la WTG3 il discorso è opposto rispetto alle altre due macchine essendo un aerogeneratore progettato per siti di classe 1 con un velocità nominale del vento di 12 m/s: a basse velocità del vento è quasi indifferente l'altezza della torre in quanto si è molto lontani dal regime di funzionamento, mentre si raggiunge il massimo dell'aumento di produzione con valori di c tra 7 e 8 m/s e k superiore a 2.

Infine si è condotta una simulazione finanziaria atta a determinare quale fosse il massimo delta di costo sostenibile per l'utilizzo della torre di altezza maggiore per tutti e tre gli aerogeneratori. Tale simulazione risulta essere molto semplificata, ciò nonostante fornisce i parametri di raffronto per comprendere in quali siti sia

effettivamente più vantaggiosa una struttura di supporto piuttosto che un'altra.

Al fine di poter valutare concretamente i vantaggi economici i valori sono espressi in percentuale sul costo dell'aerogeneratore, inoltre sono state fatte le seguenti assunzioni:

- Tariffa incentivante di 0,3 €/kWh per 15 anni aggiornata ogni 2 anni ad un tasso d'inflazione pari al 2%;
- Vendita dell'energia elettrica a partire dal 16° anno al costo di 0,09 €/kWh prodotto;
- Costo capitale pari ad Euribor a 6 mesi più spread pari al 3%;
- Tasso di attualizzazione del 4,2% calcolato in relazione al costo medio ponderato del capitale (WACC *Weighted Average Cost of Capital*) espresso dalla seguente formula:

$$WACC = k_e E + k_d D$$

dove:

k_e : tasso di redditività atteso, stimato pari al 7%

E : tasso del patrimonio di *equity* (30%)

k_d : interessi passivi calcolati sulla base EURIBOR del 31/12/2009 (1%) sommato allo spread (2%)

D : tasso del debito (70%)

Il confronto economico si è basato su due procedure distinte al fine di avere anche un confronto metodologico:

- il primo consiste nel calcolo del VAN del progetto variando i ricavi in funzione della maggior produzione, ma senza variare le spese. La differenza tra i due valori del VAN così calcolati costituisce la massima spesa aggiuntiva ammissibile.
- il secondo metodo, di tipo iterativo, consiste nella ricerca dell'extra spesa iniziale che annulla la differenza del VAN del progetto, calcolato con il flusso di cassa precedentemente illustrato.

Entrambi i metodi hanno dato risultati allineati tra loro per tutti gli aerogeneratori. Infine i risultati sono stati ulteriormente filtrati al fine di eliminare tutti i risultati inconsistenti ovvero dove il VAN risulta negativo e quindi l'investimento non sostenibile.

I grafici seguenti riassumono le curve di convenienza economica (massima spesa ammissibile) per l'utilizzo della torre di altezza superiore per gli aerogeneratori esaminati, espressi in percentuale rispetto al costo iniziale dell'aerogeneratore.

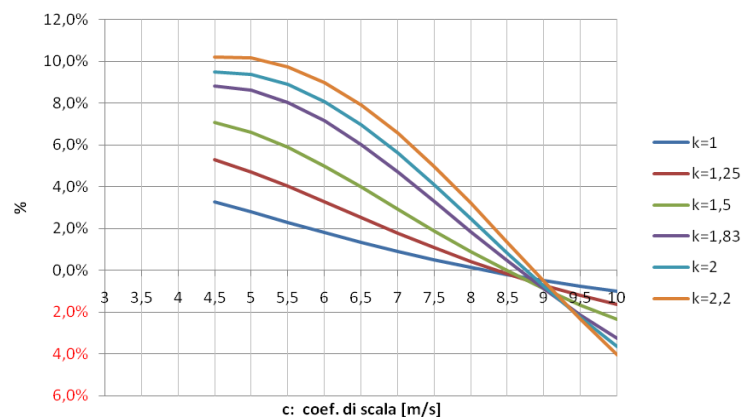


Fig. 6.18: variazione percentuale ammissibile nel costo della WTG1 in funzione della distribuzione di Weibull

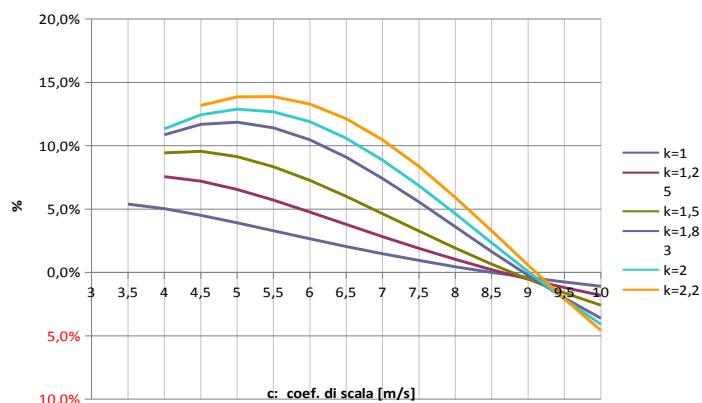


Fig. 6.19: variazione percentuale ammissibile nel costo della WTG1 in funzione della distribuzione di Weibull

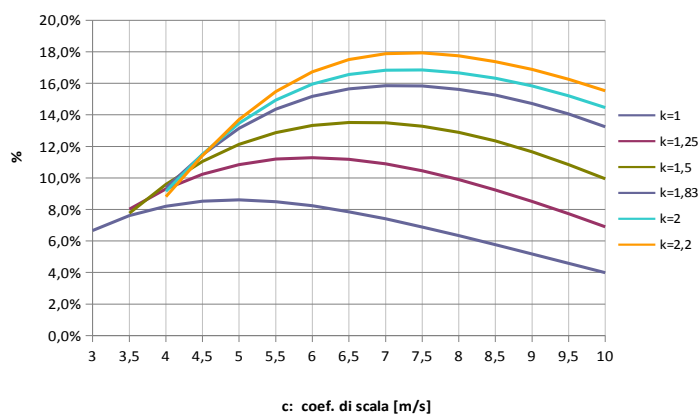


Fig. 6.20: variazione percentuale ammissibile nel costo della WTG1 in funzione della distribuzione di Weibull

Per le WTG1 e WTG2 la massima convenienza si ottiene in siti con valori di k alti e c bassi. Il vantaggio della torre più alta cala rapidamente in relazione all'aumentare della velocità media del vento, sino ad arrivare ad essere svantaggioso per siti caratterizzati da velocità medie superiori a quelle di progetto della macchina.

L'andamento delle curve di variazione ammissibile per la WTG3 (Fig. 6.20) è analogo a quello delle altre turbine, ancorché spostato verso velocità del vento più alte; inoltre trattandosi di un aerogeneratore già di taglia media il costo della torre influisce in percentuale minore sull'intera macchina, rendendo di fatto quasi sempre vantaggioso economicamente preferire la torre di altezza maggiore.

Le simulazioni sopra riportate vogliono raccogliere un numero sufficientemente significativo di casi verosimili tali da rappresentare le molteplicità di situazioni che è possibile dover analizzare nella valutazione di un sito per l'installazione di un mini aerogeneratore, fornendo le prime indicazioni sulla convenienza non solo energetica, ma anche economica in relazione alla quota d'installazione.

6.3 Valorizzazione della risorsa: i casi studio esaminati

Fatta salva la presenza di una risorsa eolica adeguata allo sfruttamento ai fini della produzione di energia, le aree in prossimità dei centri abitati offrono un mix di opportunità molto vantaggioso per le potenzialità degli impianti mini eolici. Vi è infatti la presenza di un'infrastruttura di rete capillare in bassa tensione a servizio di molteplici agriturismi, aziende agricole, frazioni urbane, che al contempo rendono incompatibile questi territori per gli impianti di taglia MegaWatt; queste stesse attività hanno una densità media tale da essere influenzate negativamente da un eventuale aerogeneratore di grande taglia, ma possono essere esse stesse promotrici

della realizzazione di piccoli impianti.

Nei paragrafi seguenti verranno presentati gli studi fatti riguardo alle potenzialità energetiche delle aree sub-urbane e agli aspetti tecnici e normativi che regolano la diffusione di impianti mini eolici in questo contesto.

6.3.1 Analisi energetica e vincolistica: le mappe di produzione

Sono stati ampiamente presentati i vantaggi derivati da un attento e puntuale studio della risorsa eolica prima dell'installazione di un aerogeneratore ancorché mini eolico; tuttavia risulta evidente che non sia economicamente sostenibile come attività di conoscenza del territorio, sia per i soggetti privati, sia soprattutto per le amministrazioni pubbliche chiamate a regolamentare la materia e governare il territorio.

Per queste ragioni lo studio della risorsa eolica a macro area e la simulazione di diversi scenari possono essere il primo punto da cui partire sia per il privato che voglia investire sul territorio che per l'amministrazione pubblica che può regolamentare la realizzazione degli impianti dove vi siano le reali potenzialità andando invece a salvaguardare altre aree.

Le riflessioni presentate all'inizio del capitolo sono la base da cui partire per poter calcolare l'effettivo potenziale energetico di un territorio; vi sono tuttavia altri fattori che, pur non rientrando direttamente nella valutazione del potenziale energetico, possono condizionare le reali potenzialità dell'area, come per esempio la distribuzione degli insediamenti abitativi o dell'infrastruttura viaria. La distanza dalle principali infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica e la viabilità sono altri fattori che possono fortemente limitare lo sviluppo di impianti in grado di sfruttare l'energia eolica, ancorché di piccola taglia.

caso studio: la mappa energetica dell'Appennino modenese

Di seguito si riporta uno degli esempi più significativi delle analisi svolte atte a valutare il potenziale energetico di un'area vasta: lo studio della risorsa eolica per il piano energetico intercomunale di Lama Mocogno, Palagano e Polinago sull'Appennino modenese a partire dai dati presentati nel paragrafo §5.3

Data la caratterizzazione della risorsa eolica a macro area, grazie ai rilievi anemometrici descritti precedentemente, è stato possibile procedere all'individuazione

delle aree di maggior interesse dal punto di vista della potenziale produzione energetica da fonte eolica. Di queste zone ne sono state selezionate 5, compatibili per accessibilità e accesso alle infrastrutture presenti, per valutarle singolarmente nel contesto di utilizzo delle tre tipologie di aerogeneratori esaminati.

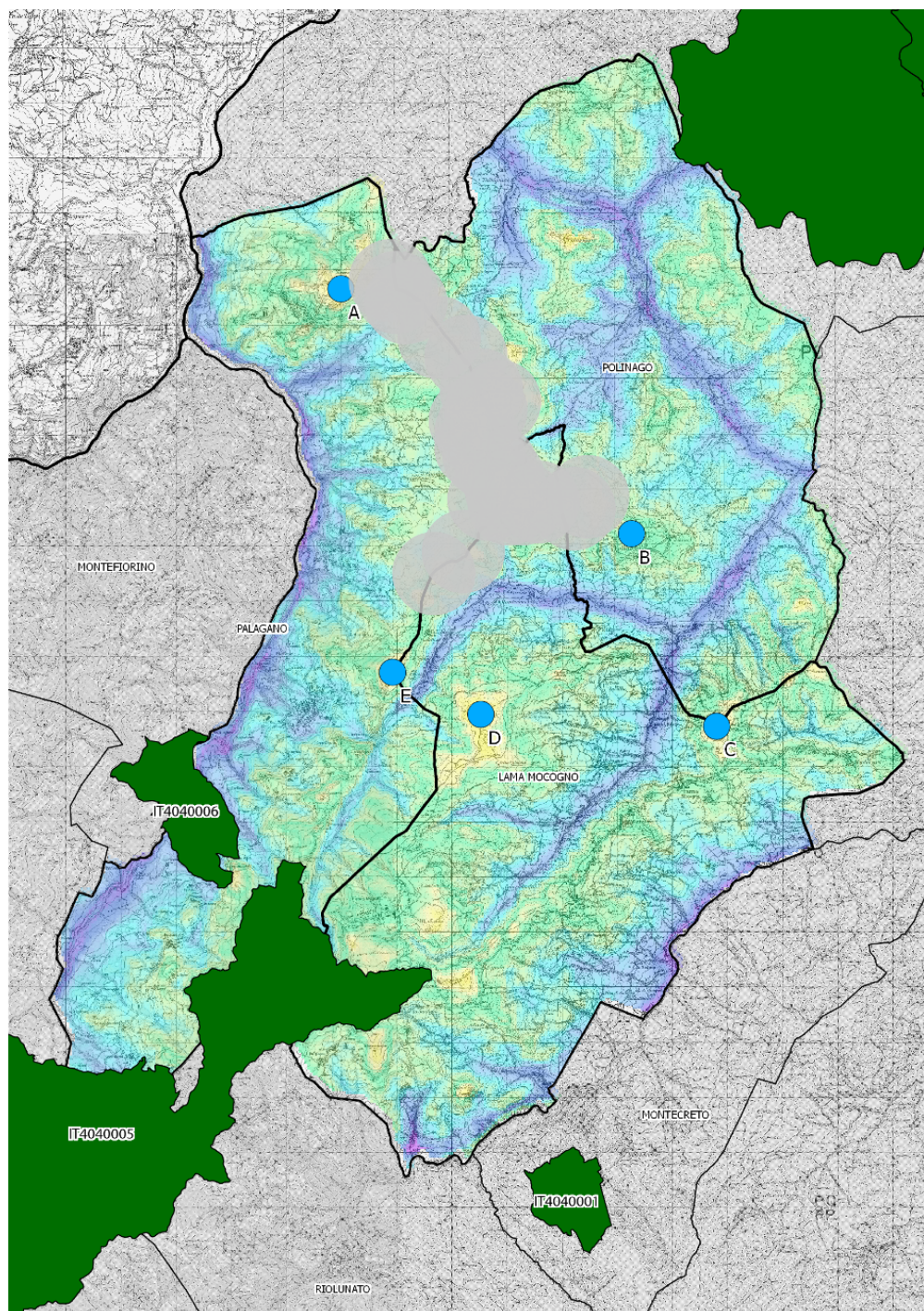


Fig. 6.21: localizzazione dei siti idonei alle installazioni

SITO A

Coordinate (ED1950 UTM 32N – RER): E 631909, N 916697

Comune: Palagano

Quota: 875 m s.l.m.

Caratteristiche: sito di crinale a ridosso di un'area di particolare valore paesaggistico come identificata dall'articolo 19 del PTCP vigente.

Risorsa eolica stimata: 3,9 m/s



Fig. 6.22: ortofoto con posizione degli aerogeneratori

| | | AEROGENERATORI | | |
|--------------------|-----|----------------|--------|--------|
| | | TIPO 1 | TIPO 2 | TIPO 3 |
| Numero | | 1 | 3 | 3 |
| Altezza | m | 40 | 24 | 27 |
| Potenza installata | kW | 200 | 30 | 45 |
| AEO | kWh | 249.000 | 56.158 | 72.776 |
| AEO medio | kWh | 249.000 | 18.719 | 24.258 |
| h_{eq} | h | 1.245 | 1.870 | 1.617 |

Il sito risulta pienamente idoneo per gli aerogeneratori tipo 2 e 3 in quanto, oltre a rispettare la recente normativa regionale, data la modesta altezza risultano compatibili con la vicina area del monte S. Giulia.

SITO B

Coordinate (ED1950 UTM 32N – RER): E 637282, N 912212

Comune: Polinago

Quota: 880 m s.l.m.

Caratteristiche: sito di crinale ben esposto e con vegetazione rada.

Risorsa eolica stimata: 3,53 m/s



Fig. 6.23: ortofoto con posizione degli aerogeneratori

| | | AEROGENERATORI | | |
|--------------------|-----|----------------|--------|--------|
| | | TIPO 1 | TIPO 2 | TIPO 3 |
| Numero | | 1 | 2 | 2 |
| Altezza | m | 40 | 24 | 27 |
| Potenza installata | kW | 200 | 20 | 30 |
| AEO | kWh | 239.000 | 35.464 | 46.112 |
| AEO medio | kWh | 239.000 | 17.730 | 23.056 |
| h_{eq} | h | 1.197 | 1.773 | 1.537 |

Il sito risulta idoneo per gli aerogeneratori tipo 2 in quanto la potenza complessiva è inferiore a 20 kW, mentre per il tipo 3 sarebbe possibile l'installazione di un unico aerogeneratore.

SITO C

Coordinate (ED1950 UTM 32N – RER): E 638813, N 908683

Comune: Lama Mocogno

Quota: 955 m s.l.m.

Caratteristiche: sito di crinale in prossimità di infrastrutture tecnologiche. Ricade all'interno di un'area classificata come di particolare interesse paesaggistico dal PTCP vigente.

Risorsa eolica stimata: 3,9 m/s



Fig. 6.24: ortofoto con posizione degli aerogeneratori

| | | AEROGENERATORI | | |
|--------------------|-----|----------------|--------|--------|
| | | TIPO 1 | TIPO 2 | TIPO 3 |
| Numero | | 1 | 3 | 3 |
| Altezza | m | 40 | 24 | 27 |
| Potenza installata | kW | 200 | 30 | 45 |
| AEO | kWh | 241.800 | 54.824 | 67.497 |
| AEO medio | kWh | 241.800 | 18.270 | 22.500 |
| heq | h | 1.209 | 1.827 | 1.500 |

Il sito risulta idoneo per gli aerogeneratori tipo 2 in quanto risultano aerogeneratori ad alta efficienza con oltre 1800 ore equivalenti di funzionamento stimato, mentre per il tipo 3 sarebbe possibile l'installazione di un unico aerogeneratore.

Pur ricadendo all'interno di un'area di interesse paesaggistico, la modesta altezza degli aerogeneratori e la presenza di altre infrastrutture di altezza superiore (ripetitori radiotelevisivi), portano a ritenere l'installazione compatibile con l'ambiente circostante ed il rispetto dei luoghi.

SITO D

Coordinate (ED1950 UTM 32N – RER): E 634574, N 908845

Comune: Lama Mocogno

Quota: 1195 m s.l.m.

Caratteristiche: sito di sommità di crinale. Ricade all'interno di un'area classificata come di particolare interesse paesaggistico dal PTCP vigente, ad una quota molto prossima a quella dei 1200m.

Risorsa eolica stimata: 4,22 m/s



Fig. 6.25: ortofoto con posizione degli aerogeneratori

| | | AEROGENERATORI | | |
|--------------------|-----|----------------|--------|--------|
| | | TIPO 1 | TIPO 2 | TIPO 3 |
| Numero | | 1 | 1 | 1 |
| Altezza | m | 40 | 24 | 27 |
| Potenza installata | kW | 200 | 10 | 15 |
| AEO | kWh | 289.870 | 22.616 | 27.632 |
| AEO medio | kWh | 289.870 | 22.616 | 27.632 |
| h_{eq} | h | 1.450 | 2.2616 | 1.842 |

Dal punto di vista energetico il sito risulterebbe idoneo per gli aerogeneratori tipo 2 e 3 in quanto aerogeneratori ad alta efficienza con oltre 1800 ore equivalenti di funzionamento stimato.

Occorrere tuttavia una attenta valutazione preliminare per analizzare il rapporto tra i potenziali benefici energetici ed il paesaggio circostante.

SITO E

Coordinate (ED1950 UTM 32N – RER): E 632951, N 909697

Comune: Palagano

Quota: 1055 m s.l.m.

Caratteristiche: sito di sommità in prossimità del confine comunale con buona rete viaria di accesso.

Risorsa eolica stimata: 4,03 m/s



Fig. 6.26: ortofoto con posizione degli aerogeneratori

| | | AEROGENERATORI | | |
|--------------------|-----|----------------|--------|--------|
| | | TIPO 1 | TIPO 2 | TIPO 3 |
| Numero | | 1 | 1 | 1 |
| Altezza | m | 40 | 24 | 27 |
| Potenza installata | kW | 200 | 10 | 15 |
| AEO | kWh | 266.552 | 21.384 | 26.224 |
| AEO medio | kWh | 266.552 | 21.384 | 26.224 |
| h_{eq} | h | 1.333 | 2.138 | 1.748 |

Il sito risulta idoneo per gli aerogeneratori tipo 2 e 3. Cautelativamente, data la complessità dell'orografia, si è ipotizzata l'installazione di un unico aerogeneratore, tuttavia non si esclude la possibilità di aumentarne il numero in relazione ad un'analisi di dettaglio più approfondita.

considerazioni sullo studio condotto

In relazione alle analisi condotte e riportate nei paragrafi precedenti e §5.3 sono stati elaborati degli scenari rappresentativi delle reali potenzialità energetiche in relazione alle caratteristiche della risorsa rilevate.

Considerando tutta l'estensione di territorio dell'Appennino modenese analizzato nei paragrafi precedenti, in relazione ai dati di producibilità energetica sarebbe possibile collocare 17 aerogeneratori di tipo 1 con una densità di distribuzione media di 1 ogni 20 ha, considerando solo la porzione di territorio idoneo completamente escluso da vincoli (circa il 9% dell'intera area). In questo modo si arriverebbe a coprire l'intero fabbisogno elettrico delle abitazioni dei tre Comuni con una produzione annua stimata di 6.400 MWh, considerando un consumo medio di energia elettrica pari a 2800 kWh/a per le 2250 famiglie presenti (fonte ISTAT ed osservatorio statistico Emilia Romagna su base dati 2007 [63]).

Nell'ipotesi di utilizzare solo aerogeneratori di tipo 2, sarebbe verosimile l'installazione di 34 di essi distribuiti sia sotto forma di mini parchi eolici che come singoli, direttamente finanziati dalle aziende locali. In questa configurazione si avrebbe una produzione annua di energia elettrica di 816 MWh con una densità media di distribuzione d'incidenza sul territorio pari a 1 ogni 10 ha.

La densità di presenza in questo caso è doppia a fronte di una produzione di un ottavo; tuttavia è da considerare anche l'altezza degli aerogeneratori tipo 2, pari a meno della metà del tipo 1. Tale aspetto risulta di non secondaria importanza soprattutto in relazione alle aree inserite tra quelle di particolare interesse paesaggistico nel PTCP modenese [53] (Fig. 5.52 – aree in grigio).

Va inoltre ricordato che i valori sopra riportati si riferiscono ad una densità di presenza visiva, in quanto ogni singolo aerogeneratore occupa realmente pochi metri quadri di superficie.

Gli scenari presentati, come detto, sono due estremi delle possibili soluzioni di applicazione di aerogeneratori minieolici anche in siti a basso vento, come quelli dell'Appennino settentrionale. Indubbiamente da questi siti non può e non si deve ricercare la medesima redditività finanziaria che caratterizza siti con altre condizioni

della risorsa eolica quali quelli del sud Italia.

Nonostante ciò si crede di aver dimostrato come anche l'eolico di piccola taglia possa contribuire al raggiungimento della copertura del fabbisogno energetico delle comunità montane. In questi territori un corretto approccio globale al problema energetico può, e deve, anche tener conto delle altre risorse rinnovabili disponibili: in primis solare fotovoltaico e biomasse derivate dalla manutenzione dei boschi ormai abbandonati. In questo scenario il mini eolico, nelle sue diverse forme, può significativamente contribuire al raggiungimento di ambiziosi obiettivi pur rimanendo ad una scala di gestione locale e favorendo una generazione energetica capillare, distribuita e direttamente controllata dalle amministrazioni locali.

7

Considerazioni progettuali: VAWT in ambito urbano

Nel presente capitolo sono illustrati i punti di forza e debolezza riguardo all'integrazione architettonica di aerogeneratori ad asse verticale nel costruito. Partendo da un'analisi dei carichi dinamici della macchina, in relazione alla normativa di settore per gli edifici, vengono presentate alcune prime ipotesi di soluzioni strutturali.

7.1 Premessa

7.1.1 Motivazioni della scelta di aerogeneratori ad asse verticale

Nei capitoli precedenti è stato illustrato come gli aerogeneratori ad asse verticale abbiano prestazioni mediamente inferiori rispetto a quelli ad asse orizzontale, d'altra parte vi sono alcune caratteristiche che le rendono preferibili per installazioni integrate negli elementi urbani:

- velocità periferica del rotore inferiore, che si traduce in un minor rumore aerodinamico;
- a parità di altezza della torre una VAWT ha il rotore più in alto rispetto ad una HAWT permettendo così di rimanere più ai margini del campo dei vortici che si generano in prossimità degli edifici;
- indipendenza dalla direzione del vento, con il risultato di non avere organi in

movimento per l'orientamento della macchina ed essere molto meno sensibile alle turbolenze generate dall'impatto del vento sugli ostacoli verticali.

7.1.2 Inquadramento normativo (statica edifici, antisismica)

Nel paragrafo 3.3 sono state presentate le principali normative che regolano la progettazione degli aerogeneratori come macchina e come prodotto; nel momento in cui un progettista si appresta alla sua installazione deve far riferimento anche alle norme generali che regolamentano la progettazione strutturale in Italia che sono riportate di seguito:

- L. 05/11/1971 n. 1086 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica”;
- UNI ENV 1992-1-1: “Eurocodice 2. Progettazione delle strutture di calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici”;
- UNI ENV 1992-1-2: “Eurocodice 2. Progettazione delle strutture in calcestruzzo. Parte 1-2: Regole generali - Progettazione della resistenza all'incendio”;
- **D.M. 14/01/2008 “Norme tecniche per le costruzioni” (NTC-08);**
- Circolare 02/02/2009 n. 617 del Ministero delle Infrastrutture e Trasporti “Istruzioni per l'applicazione delle «Nuove norme tecniche per le costruzioni» di cui al decreto ministeriale 14 gennaio 2008”;

In particolare, le Norme Tecniche per le costruzioni del 2008 hanno raccolto in un unico testo tutto quello che riguarda il dimensionamento e la verifica strutturale, tra cui anche le sollecitazioni del vento (paragrafo 3.3 NTC08). Tali norme si applicano ovviamente agli aerogeneratori singoli su palo in quanto in sé per sé delle strutture, ma soprattutto agli aerogeneratori integrati in quanto la loro presenza va ad influire sull'edificio nel suo complesso.

Tab. 7.1: valori caratteristici del vento (NTC-08, tabella 3.3.I)

| Zona | Descrizione | $v_{b,0}$ [m/s] | a_0 [m] | k_a [1/s] |
|------|---|-----------------|-----------|-------------|
| 1 | Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia (con l'eccezione della provincia di Trieste) | 25 | 1000 | 0,010 |
| 2 | Emilia Romagna | 25 | 750 | 0,015 |
| 3 | Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo, Molise, Puglia, Campania, Basilicata, Calabria (esclusa la provincia di Reggio Calabria) | 27 | 500 | 0,020 |
| 4 | Sicilia e provincia di Reggio Calabria | 28 | 500 | 0,020 |
| 5 | Sardegna (zona a oriente della retta congiungente Capo Teulada con l'Isola di Maddalena) | 28 | 750 | 0,015 |
| 6 | Sardegna (zona a occidente della retta congiungente Capo Teulada con l'Isola di Maddalena) | 28 | 500 | 0,020 |
| 7 | Liguria | 28 | 1000 | 0,015 |
| 8 | Provincia di Trieste | 30 | 1500 | 0,010 |
| 9 | Isole (con l'eccezione di Sicilia e Sardegna) e mare aperto | 31 | 500 | 0,020 |

Tab. 7.2: parametri per la definizione del coefficiente di esposizione (NTC-08, tabella 3.3.II)

| Categoria di esposizione del sito | k_r | z_0 [m] | z_{\min} [m] |
|-----------------------------------|-------|-----------|----------------|
| I | 0,17 | 0,01 | 2 |
| II | 0,19 | 0,05 | 4 |
| III | 0,20 | 0,10 | 5 |
| IV | 0,22 | 0,30 | 8 |
| V | 0,23 | 0,70 | 12 |

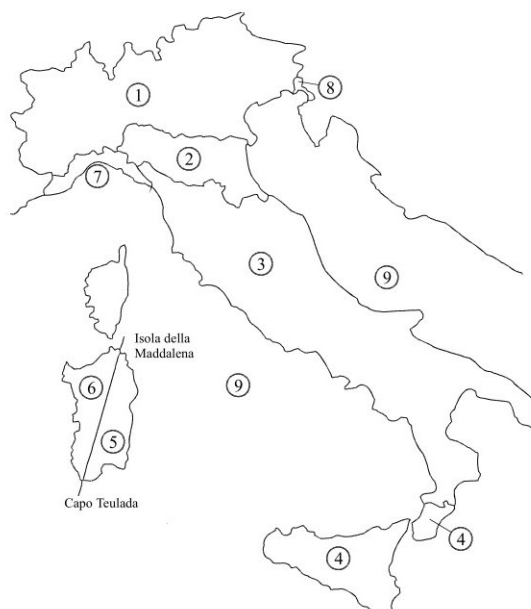


Fig. 7.1: mappa della divisione in aree omogenee di vento (NTC-08)

Se da un lato queste norme sono fondamentali per la sicurezza e per garantire adeguati standard qualitativi per le strutture, da sole non possono cogliere l'aspetto fondamentale della qualità, inteso come comfort, dell'ambiente in cui si vive o lavora. Per fornire un esempio con riferimento sempre al settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, nessuna norma vieta l'installazione di impianti fotovoltaici in adiacenza a coperture in lamiera, anzi le strutture integrate sono maggiormente incentivate, ma se non viene prevista una adeguata coibentazione tra i pannelli e l'edificio, non solo ne risentirà la produzione di energia, ma anche il comfort degli ambienti che si scaldano maggiormente nel periodo estivo; analogamente, un sistema eolico integrato in un edificio non adeguatamente isolato dal punto di vista delle vibrazioni porta più dis-comfort che vantaggi.

7.2 Natura dei carichi della VAWT

L'obiettivo del sistema eolico è quello di rallentare il vento raccogliendone il lavoro e trasmetterlo al generatore elettrico.

L'interazione vena fluida macchina determina un'alterazione del campo delle pressioni attorno al rotore che genera sia i carichi che il lavoro.

In generale, i metodi che permettono il calcolo del sistema costituito dalla turbina eolica in relazione al flusso che la attraversa possono essere di tipo statico o dinamico

ed avere diverse strategie per la risoluzione del campo di moto e generalmente, pur partendo da alcune basi comuni, sono specifici per turbine ad asse orizzontale o verticale.

Il sistema costituito dalla turbina eolica e dal flusso che la attraversa è piuttosto complesso perché il flusso non può essere assegnato fin da principio come una condizione al contorno, ma si modifica in conseguenza all'interazione con la macchina stessa.

Tale interazione è spesso illustrata mediante la definizione di vettore velocità indotta V_{ind} , vale a dire quel vettore che sommato alla velocità indisturbata e a quella periferica compone la velocità relativa che insiste effettivamente sulla pala.

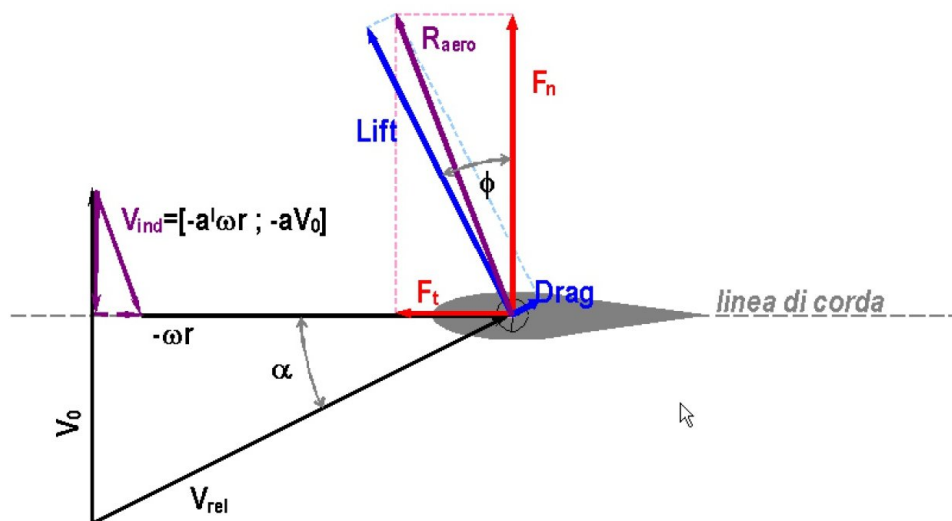


Fig. 7.2: schema qualitativo delle forze agenti sulla pala di una VAWT

I codici numerici prestazionali per i rotori hanno lo scopo di risolvere il calcolo della componente di vento indisturbato da cui è possibile ricavare, attraverso la conoscenza delle forze aerodinamiche agenti sulla pala, le prestazioni ed i carichi del rotore.

Sebbene la Fig. 7.2 abbia solo un carattere qualitativo mette in luce come la componente di forza che produce solo carico sulla turbina, ovvero F_n , sia il più delle volte maggiore di quella che produce lavoro, ovvero F_t ; le conseguenze sono evidenti: il rotore non riesce a sfruttare l'energia contenuta nel flusso e di conseguenza ha un

rendimento globale basso ed al contempo la struttura sottostante deve essere progettata con riferimento anche a queste forze.

Oltre alla non conoscenza di V_{ind} , vi sono altre caratteristiche del sistema costituito dalla turbina eolica e dal flusso che la attraversa che lo rendono complicato da risolvere, come:

- la presenza della rotazione che determina una componente centrifuga del campo di forze sul fluido;
- la presenza di vortici di distacco, specialmente alle estremità delle pale, ed in generale di moti secondari;
- la natura non stazionaria del campo di moto (turbolenza).

Non è scopo del presente lavoro indagare ed approfondire i diversi approcci, teorici e sperimentali, che permettono di ricavare i carichi agenti sulle strutture di supporto degli aerogeneratori; per l'esposizione completa di tali argomenti si rimanda alla bibliografia accademica ([59] - [64]).

I carichi possono essere classificati in base alla natura dell'origine del carico:

- Carichi aerodinamici.
- Carichi gravitazionali.
- Carichi inerziali (centrifughi ecc).

Inoltre i carichi possono essere suddivisi in:

- Deterministici: possono essere “rappresentati da un'equazione”, come ad esempio i carichi gravitazionali, inerziali o aerodinamici dovuti alla componente pseudo-stazionaria del campo di moto (velocità “media” al mozzo).
- Stocastici: possono essere rappresentati da una serie statistica di cui si può caratterizzare il valore medio o gli spettri di frequenza, come ad esempio i carichi aerodinamici dovuti alla componente turbolenta del vento.

Il contributo relativo di tali carichi può variare molto a seconda del punto di funzionamento, del componente che si prende in considerazione e soprattutto della tipologia di macchina. In generale, per turbine VAWT si può affermare che:

- per quanto riguarda i componenti rotanti, quali ad esempio le pale, la componente predominante di carico è quella centrifuga, sia in termini di valore assoluto che di contributo allo sforzo determinato sul materiale;

- per quanto riguarda i componenti non rotanti quali, ad esempio, la struttura di sostegno, la componente predominante di carico è la spinta aerodinamica, e quindi per il dimensionamento statico della struttura di supporto può essere calcolata a rotore in posizione di parcheggio.

Tale sistema di carichi può essere valutato con strumenti/modelli diversi e con diverso grado di complessità. Oltre ai modelli matematici per la previsione dei carichi, non si deve dimenticare l'opzione di compiere delle campagne di misura in campo, le quali sono grado di cogliere l'influenza della turbolenza sul sistema, qualora siano compiute con elevata frequenza di campionamento.

| Strumento di valutazione | Tipo di Risultato | Informazioni necessarie | Accuratezza |
|--|-------------------|--|--|
| Modelli semi-empirici (es: disco attuatore) | valore puntuale | Classe di vento, principali parametri funzionali e geometrici | Bassa! Sovrastima dei carichi medi No turbolenza! |
| Predittori Stazionari (es: BE-M stazionario, ecc) | valore puntuale | Geometria rotore, parametri funzionali e prestazioni dei profili | Buona su produzione e carichi medi No turbolenza! |
| Predittori Dinamici (es: codici aeroelastici = BE-M + modello strutturale dinamico) | serie temporale | modello dettagliato della turbina e del controllo | Dipende del modello In generale buona Può cogliere turbolenza! |
| Misure | serie temporale | - | Dipende solamente dall'accuratezza della catena di misura. |

Fig. 7.3: Schema riassuntivo sui predittori di prestazioni di turbine eoliche (fonte: [56])

Tutti gli strumenti di Fig. 7.3 forniscono una valutazione del valore medio delle sollecitazioni, ma solo i codici dinamici/aeroelastici e le misure ad alta frequenza riescono a valutarne anche la componente stocastica (dovuta alla turbolenza), che è legata alla deviazione standard della serie temporale.

7.3 Sollecitazioni sulla struttura di supporto

I carichi che agiscono sulla struttura di supporto di un aerogeneratore ad asse verticale da tenere in considerazione per la progettazione e corretto dimensionamento sono i seguenti:

- carichi gravitazionali: il peso proprio della torre e del rotore;
- carichi centrifughi: conseguenza del funzionamento della macchina, generano delle sollecitazioni cicliche sul supporto rilevanti sia dal punto di vista della frequenza di

risonanza dello stesso rispetto al rotore che come cicli di affaticamento dei materiali;

- forze orizzontali: dovuti alla spinta del vento sia sul supporto che sul rotore; tali carichi vanno analizzati tenendo in considerazione lo stato di funzionamento dell'aerogeneratore, infatti la velocità di rotazione del rotore in relazione alla spinta istantanea del vento comporta evidentemente un momento differente agente sulla torre. Ad esempio per l'aerogeneratore VAWT utilizzato nelle analisi sperimentali (cfr. capitolo 8) è stato misurato che il carico massimo si ha con l'aerogeneratore in posizione di parcheggio.

Ne consegue che qualsiasi struttura di supporto dovrà essere progettata e verificata secondo in considerazione dei carichi sopra citati e in relazione ai seguenti aspetti:

- carichi gravitazionali: la struttura deve essere in grado di sorreggere il proprio peso e quello dell'aerogeneratore, mediamente, per i piccoli aerogeneratori ad asse verticale, la verifica per solo sforzo normale non è caratterizzante in quanto le sollecitazioni indotte dagli altri carichi sono preponderanti;
- momento flettente: è conseguenza della spinta del vento, e dell'eventuale eccentricità del centro di massa del rotore rispetto a quello della torre; generalmente è la sollecitazione preponderante per la verifica del sistema di collegamento torre-rotore e torre-fondazione;
- ribaltamento: è il criterio dimensionante la fondazione o il sistema di ancoraggio a terra;
- frequenza risonanza: al fine di evitare che la struttura di supporto entri in risonanza con la frequenza di funzionamento dell'aerogeneratore, fatto che comporterebbe grandi spostamenti e rischio di collasso del supporto, occorre verificare che almeno le prime tre frequenze di risonanza siano sufficientemente lontane da quelle della turbina;
- sollecitazioni a fatica: una volta dimensionata la struttura di supporto secondo i criteri precedenti le sollecitazioni a fatica generalmente risultano trascurabili, in quanto influenzano in maniera preponderante gli organi in movimento del rotore anziché la struttura stessa.

7.4 Ipotesi progettuali sulle strutture alla luce di una prima analisi dei carichi

È di ogni evidenza che ciascun aerogeneratore VAWT avrà le proprie peculiarità e

quindi richiederà un diverso approccio alle soluzioni di ancoraggio che dovranno inoltre, caso per caso, tener conto della struttura dell'edificio con la quale interagiscono.

Fatta questa doverosa premessa, di seguito verranno presentate le principali soluzioni di ancoraggio per strutture di VAWT da installarsi su edifici esistenti o in prossimità degli stessi; per ognuno di questi approcci al problema strutturale dell'integrazione vengono analizzati i punti di forza e di debolezza. Tali riflessioni derivano anche dall'esperienza maturata direttamente sul campo nei siti di test che saranno descritti al capitolo §8.2.

A prescindere dalla tipologia di ancoraggio prescelta, come di seguito descritte, a seconda delle sollecitazioni e dell'altezza della torre si può ricorrere a degli elementi di irrigidimento della struttura quali puntoni o tiranti.

Nel primo caso questi elementi lavorano in compressione e garantiscono un'ottima distribuzione dei carichi, d'altronde risultano molto visibili anche da lontano.

I tiranti lavorano in trazione, esteticamente sono molto poco visibili, e garantiscono una soluzione economica, ma occorre controllarne periodicamente il tensionamento in quanto le vibrazioni tendono ad allentare i sistemi di fissaggio sino a far perdere la loro funzione.

Struttura indipendente rispetto all'edificio

È sicuramente l'approccio più semplice dal punto di vista strutturale: tutta la parte di progettazione può essere concentrata sulla torre di supporto dell'aerogeneratore, riconducendo la struttura ad una mensola incastrata con carichi ben definiti.

In tale configurazione si perdono tutti i vantaggi derivati dalla possibilità di sfruttare la risorsa eolica ad una quota maggiore, grazie all'edificio, tuttavia questa soluzione è spesso inevitabile per aerogeneratori di potenza nominale sopra i 5-6 kW a causa della dimensione del rotore, del peso e del rumore.

Vi sono alcune situazioni in cui, pur trattandosi di un'installazione sopra un edificio, la struttura di supporto può essere assimilata ad una indipendente: qualora la configurazione sottostante possa essere considerata quasi infinitamente rigida, o comunque non influenzabile, rispetto ai carichi dell'aerogeneratore. Ad esempio un vano ascensore in cemento armato per l'installazione di una macchina di taglia micro, oppure un grande silos in cemento per un aerogeneratore di pochi kW di potenza nominale (Fig. 7.4); ovviamente non è possibile definire a priori quali possano essere

queste strutture in quanto dipendono fortemente dalle loro modalità costruttive e dall'aerogeneratore preso in considerazione.



Fig. 7.4: Aventa AV7 installata sopra un silos presso Marthalen (Svizzera)

Struttura a gravità

La possibilità di poter utilizzare una struttura di supporto semplicemente appoggiata sull'edificio esistente presenta notevoli vantaggi:

- permette di preservare la continuità dello strato d'impermeabilizzazione della copertura dell'edificio;
- velocità e semplicità d'installazione, in quanto la struttura può essere ampiamente serializzata sia come componenti che come procedure per il montaggio;
- reversibilità dell'intervento;
- semplicità nel realizzare il disaccoppiamento strutturale tra l'aerogeneratore e l'edificio garantendo un migliori isolamento acustico dalla vibrazioni portate;
- semplificazione progettuale, poiché la struttura vera e propria deve essere calcolata solamente una volta ed in fase di realizzazione occorre effettuare solamente una verifica di portata del solaio.

D'altro canto questo approccio si scontra principalmente con i limiti delle capacità di sovra-carico dei solai di copertura, infatti mediamente i solai sono progettati per supportare un carico accidentale permanente modesto (poche decine di kg/mq). Mentre il posizionamento dei punti di appoggio e delle zavorre in corrispondenza delle travi principali mediamente richiede strutture ingombranti ed in ogni caso molto difficilmente realizzabili in serie.

Un esempio di questo tipo di strutture per piccoli aerogeneratori ad asse verticale è stato previsto nel campo test di Mühlacker (Germania) come descritto nel capitolo §8.2.5.

Struttura ancorata

La soluzione di ancorare direttamente la struttura di supporto dell'aerogeneratore all'edificio ha indubbiamente il vantaggio di non richiedere zavorre e pesi aggiuntivi, tuttavia, a meno che l'aerogeneratore non venga previsto già in fase di progettazione dell'edificio, può sollevare alcune criticità. Le principali sono le vibrazioni e sollecitazioni che vengono trasmesse direttamente all'edificio con la necessità di studiare di volta in volta il sistema più idoneo, inoltre dal punto di vista documentale, vi è la necessità di adeguare le relazioni strutturali e sismiche dell'intero edificio alla luce delle sollecitazioni trasmesse.

8

Analisi sperimentali

Tenendo in considerazione l'esperienza maturata dagli studi precedentemente condotti in ambito accademico [56], e non solo, sugli aerogeneratori di piccola taglia per l'ambiente urbano e dalle disponibilità logistiche, si è ritenuto opportuno scegliere di condurre le analisi sperimentali sull'aerogeneratore TN 1.5.

8.1 L'aerogeneratore TN1.5

L'aerogeneratore TN 1.5 è il frutto di un lungo periodo di ricerca e sviluppo che ha portato alla realizzazione di diversi prototipi tra gli anni 2007-2008 installati in siti di test e monitorati per valutarne le prestazioni. Nel corso dell'anno 2011 è partito lo sviluppo ed installazione della pre serie dell'aerogeneratore nella sua versione denominata PDF4.

8.1.1 Specifiche generali

L'aerogeneratore, di potenza nominale pari a 1,5 kW, è un macchina studiata appositamente per l'utilizzo in ambienti antropizzati e presenta i seguenti caratteri innovativi per un aerogeneratore di questa taglia:

- rotore di tipo Darrieus con rapporto H/D pari a 2,8 ad elevata velocità di rotazione del rotore;
- generatore trifase a magneti permanenti ad elevato numero di coppie polari e sistema integrato di lettura della velocità di rotazione;
- sistema di controllo attivo con logica di auto rilevamento delle condizioni per

l'avviamento senza necessità di un anemometro esterno;

- sistema di frenatura di tipo *fail over* rispetto alla presenza della rete elettrica ed ai guasti del sistema di controllo;
- sistema di sicurezza con sensore di vibrazioni integrato;
- inverter lato rete 220V monofase integrato con il sistema di controllo.

Il rotore è costituito da n.3 pale realizzate in materiale composito rinforzato con fibre di vetro secondo i disegni di Fig. 8.1.

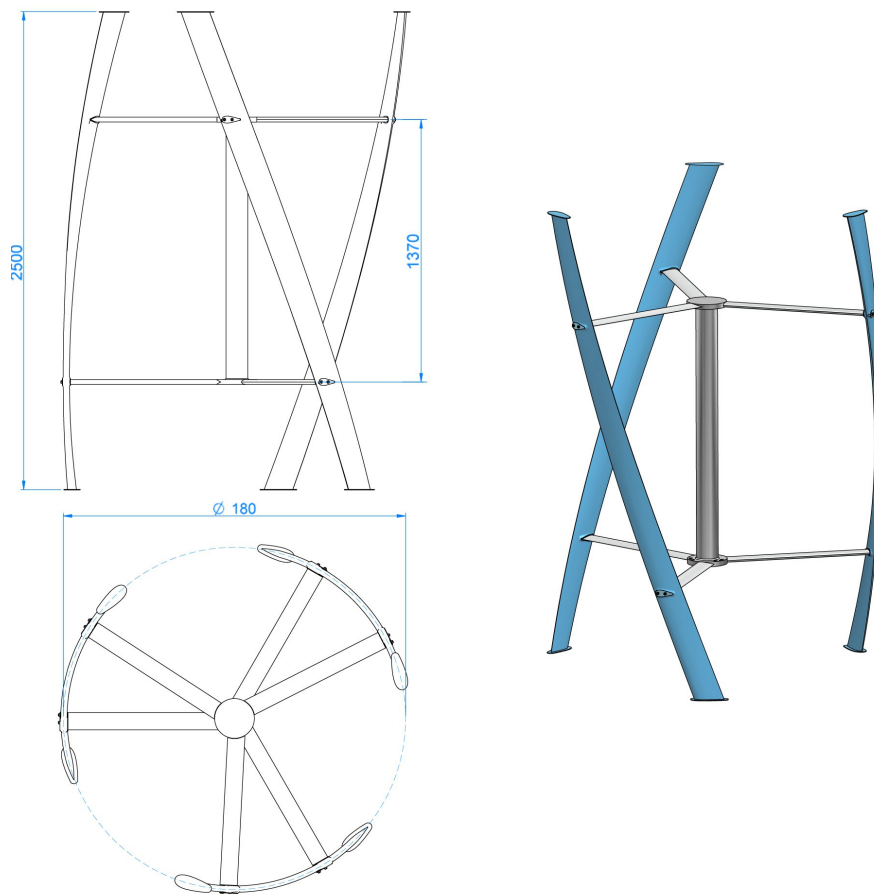


Fig. 8.1: rotore PDF4

Il profilo adottato per la pala è della serie NACA0021. La curvatura elicoidale ha lo scopo di garantire una distribuzione della coppia più omogenea rispetto alla configurazione di tipo Darrieus ad H. Inoltre le estremità delle pale sono dotate di

alette con la funzione di stabilizzare l'estremo libero della pala e ridurre il rumore aerodinamico.

Le pale sono collegate all'albero centrale per mezzo di sei razze profilate in alluminio ed un sistema di barre filettate attraverso la pala per il fissaggio.

Il profilo delle razze è anch'esso della serie NACA0021 e, dalle prove condotte, ha il principale vantaggio di favorire il movimento del rotore in maniera autonoma prima della fase di avviamento. Inoltre, valutazioni di carattere numerico effettuate nell'ambito della ricerca hanno evidenziato che l'incremento di efficienza complessiva del rotore dovuto all'utilizzo di tale profilo dovrebbe corrispondere a circa il 15%; tali simulazioni saranno oggetto di future verifiche nei campi test come descritti al paragrafo §8.2.2.



Fig. 8.2: il rotore PDF4 nel campo test di Trento

Nel normale funzionamento in modalità di produzione di energia il rotore ha un intervallo di velocità di rotazione compreso tra i 140 ed i 360 rpm.

Il rotore è montato direttamente sul generatore il quale a sua volta è collegato alla sottostante struttura di supporto. Alcune soluzioni di ancoraggio alle strutture esistenti sono descritte all'interno del capitolo §8 relativo alle installazioni sperimentali effettuate all'interno della ricerca.

Tab. 8.1: specifiche tecniche della VAWT TN 1.5

| DATI GENERALI | |
|---|--|
| Tipo rotore | asse verticale |
| Potenza nominale | 1,5 kW |
| Velocità del vento nominale | 13 m/s |
| Velocità del vento di avviamento (cut-in) | 4m/s |
| Velocità del vento di arresto (cut-out) | 25 m/s |
| Numero di giri nominali | 360 rpm |
| N° pale | 3 |
| Materiale pale | fibra di vetro rinforzata |
| CARATTERISTICHE ELETTRICHE | |
| Connessione alla rete | sì |
| Standalone | no |
| Tipo generatore | Sincrono magneti permanenti |
| Tensione di output | 230 V |
| Frequenza di output | 50 Hz |
| Avviamento | assistito (con rilevazione del vento) |
| CARATTERISTICHE DIMENSIONALI | |
| Peso rotore | 60 kg |
| Peso in cima alla struttura di supporto | 120 kg |
| Diametro rotore | 178 cm |
| Altezza rotore | 250 cm |
| Area spazzata | 4,45 m ² |
| Altezza struttura di supporto | 3m (sopra ad edifici esistenti) |

Il sistema di controllo della macchina è stata implementato all'interno del sistema di azionamento e conversione della corrente progettato ad hoc e denominato EOLO, mentre la parte di sensoristica dedicata alla sicurezza è ospitata su una scheda

installata in adiacenza al generatore.



Fig. 8.3: quadro di un'installazione sperimentale con inverter microEOLo

Eolo è quindi il dispositivo in grado di trasferire la potenza prodotta dal generatore alla rete elettrica e parallelamente prelevare l'energia necessaria all'avviamento della macchina.

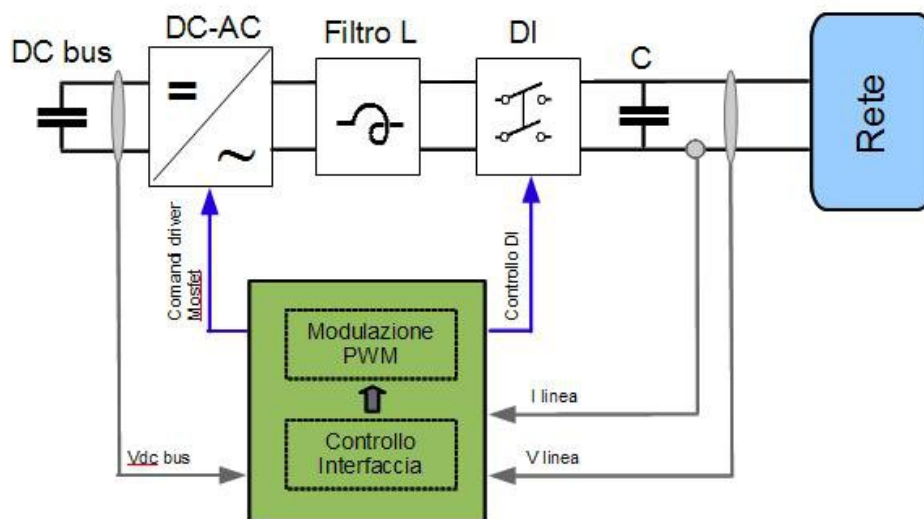
Dal punto di vista della parte di potenza Eolo è costituito da un inverter monofase, lato rete e da un inverter trifase, lato generatore collegati attraverso il medesimo VdcBus. Il collegamento alla rete elettrica avviene per mezzo del dispositivo di interfaccia, il quale è in grado di isolare l'inverter durante il non funzionamento.

Per tenere controllata la tensione e corrente di rete sono stati previsti un sensore di corrente e uno di tensione a monte del dispositivo di interfaccia, mentre per il monitoraggio del DCbus è necessario un sensore di tensione per entrambe le CPU.

rilevare quando la tensione della rete è fuori dai limiti normativi e di staccare il dispositivo di interfaccia, nei tempi stabiliti dalla normativa.

Infine essendo Eolo non corredato di trasformatore di isolamento il controllo deve anche garantire la gestione della componente continua di corrente assicurando l'intervento del Dispositivo di Interfaccia (DIB), nel caso in cui il suo valore superi il 5 /1000 del valore massimo di corrente del convertitore.

Il convertitore lato interfaccia deve garantire lo scambio bidirezionale della potenza generata o assorbita dal generatore con la rete elettrica, occorre infatti ricordare che questo aerogeneratore non è in grado di partire autonomamente, pertanto il generatore viene utilizzato come motore per avviare il rotore con relativo assorbimento di potenza dalla rete elettrica.



La logica di controllo implementata all'interno della macchina prevede le seguenti fasi:

- rilevazione della presenza del vento tramite lettura del movimento del rotore;
- avviamento assistito sino a 150 rpm;
- la macchina viene lasciata in produzione regolando l'assorbimento della coppia elettrica in modo da seguire la curva ideale di massima efficienza;
- in caso di superamento della velocità di 350 rpm viene estratta una coppia superiore rispetto a quella della curva e viene rallentato il rotore, mentre se la velocità di rotazione scende al di sotto dei 100 rpm la macchina viene arrestata per evitare che gli autoconsumi di funzionamento degli inverter siano maggiori

dell'energia prodotta.

Di seguito si riportano le curve caratteristiche dell'aerogeneratore TN1.5.

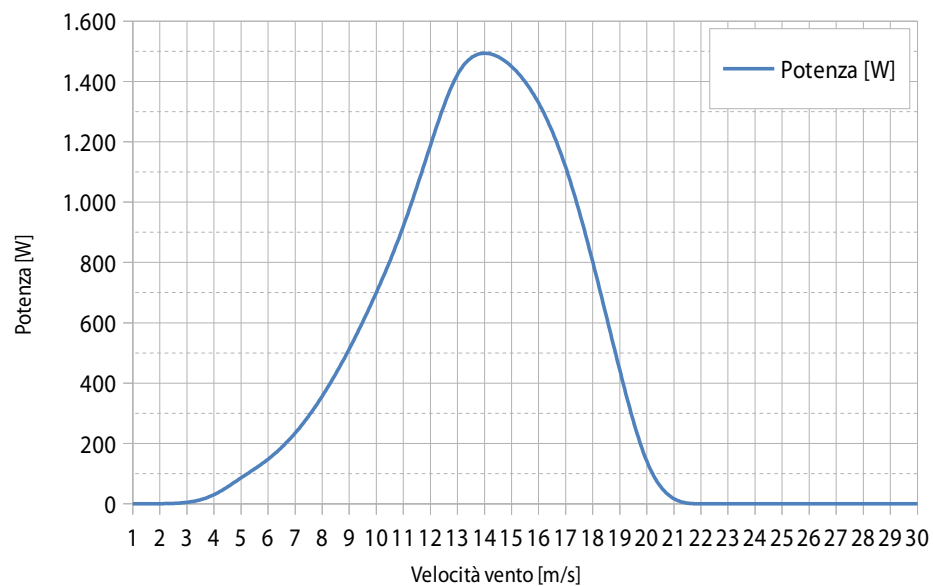


Fig. 8.5: Curva di potenza dell'aerogeneratore

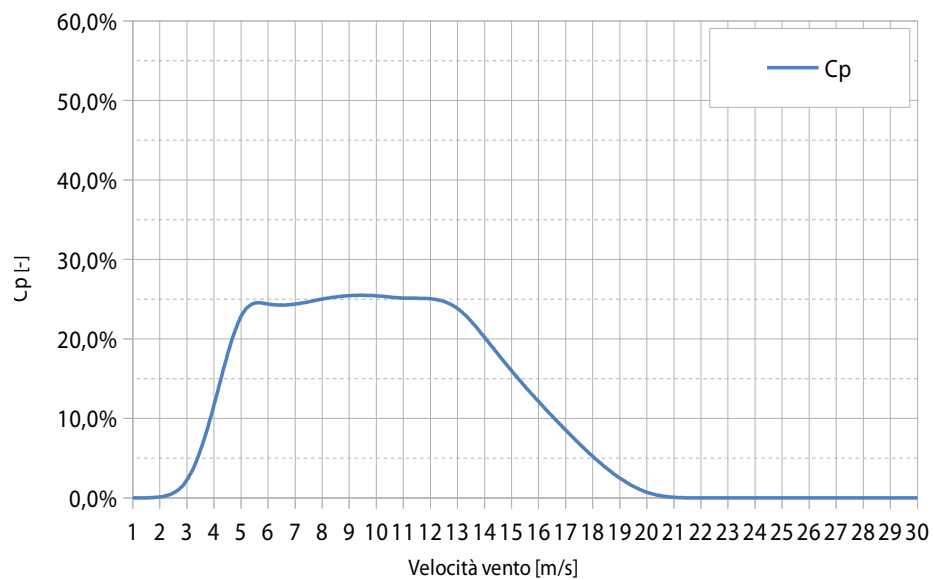


Fig. 8.6: Curva C_p dell'aerogeneratore

8.1.2 Carichi e sollecitazioni

L'aerogeneratore TN 1.5 è progettato per siti di classe 4 secondo le norme IEC 61400-2 i cui valori di riferimento utilizzati per il dimensionamento sono riportati in Tab. 8.2.

Tab. 8.2: Parametri di riferimento per l'aerogeneratore TN1.5

| Classe di vento secondo IEC61400-2 | | IV |
|------------------------------------|------------------------|------|
| Basic parameters | V_{ref} [m/s] | 30.0 |
| | V_{ave} [m/s] | 6.0 |
| | I_{15} | 0.18 |
| | a | 2.0 |
| Derived parameters | V_{e50} [m/s] | 42.0 |
| | aV_{e1} [m/s] | 31.5 |
| | V_{des} [m/s] | 8.4 |

I casi di carico che devono essere presi in considerazione sono riportati in Tab. 8.3; dalle simulazioni condotte dal produttore, per quanto riguarda le sollecitazioni alla base dell'albero rotore, il caso di carico più gravoso è quello di rotore parcheggiato con la massima spinta del vento. Pertanto è questa la condizione di carico preponderante da prendere in considerazione per il dimensionamento della struttura di supporto e del sistema di ancoraggio all'edificio, inoltre è opportuna un'analisi delle frequenze proprie della torre e della sotto-struttura per evitare che possa entrare in risonanza con il funzionamento ordinario dell'aerogeneratore.

Tab. 8.3: casi di carico

| Situazione di progetto | Casi di carico | | Vento | Tipo di analisi |
|------------------------|----------------|---------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|
| Produzione | A | Funzionamento ordinario | $V_{cutin} < V_{hub} < V_{cutout}$ | Fatica sul ciclo di vita utile |
| | D | Spinta massima | $V_{hub} = V_0 + DV_{gust}$ | Carichi ultimi |
| | E | Massima velocità di rotazione | $V_{hub} = V_{cut-out}$ | Carichi ultimi |
| Spegnimento | F & G | Arresto con spinta del vento | $V_{hub} = V_{des}$ | Carichi ultimi |
| Attesa vento | H | Spinta del vento a rotore fermo | $V_{hub} = V_{e50}$ | Carichi ultimi |

8.1.3 Analisi delle sollecitazioni: il bilanciamento del rotore

Si è visto, nei paragrafi precedenti, come le vibrazioni legate al funzionamento dell'aerogeneratore influenzino sia il comportamento delle strutture di supporto che il comfort di chi vive o lavora in prossimità dell'aerogeneratore.

Assunti come fissi i parametri dimensionali e di funzionamento della macchina sono state condotte una serie di prove al fine di andare ad indagare quanto uno sbilanciamento del rotore ne influenzi il comportamento e di conseguenza vi sia un carico ciclico aggiuntivo per la struttura sottostante.

In un rotore eolico il componente più soggetto a variazioni di peso è sicuramente la pala, principalmente per due ragioni:

- la geometria complessa rende difficile un perfetto controllo sulle lavorazioni meccaniche;
- l'utilizzo di materiali compositi, estrusi o fusi, non possono garantire una perfetta replicabilità.

Quanto sopra ha come conseguenza uno sbilanciamento del rotore che usura per fatica tutti i componenti meccanici sollecitati; tale aspetto viene enfatizzato nei rotori ad

asse verticale sia dall'elevato numero di giri che dalla lunghezza dell'albero rotore a sbalzo rispetto al fulcro di rotazione.

Si può determinare la forza sbilanciante radiale secondo la formula seguente:

$$F = \sum m_i \omega^2 r_i$$

dove:

m_i : è la massa sbilanciante sulla pala

ω : è la velocità di rotazione, ipotizzata costante

r_i : è la distanza della massa rispetto al baricentro.

In virtù del fatto che il raggio del rotore è molto maggiore della differenza che vi può essere tra le distanze delle masse m_i , si può considerare anche r costante e pari al diametro medio del rotore.

Quindi, ipotizzando uno sbilanciamento di 10 gr su una pala dell'aerogeneratore di test in rotazione alla velocità di 350 rpm, si avrà:

$$F_x = m \cdot \omega^2 \cdot r = 0,01 \left(350 \frac{2\pi}{60} \right)^2 0,9 = 12,1 \text{ kg} \frac{m}{s} = 118,6 \text{ N}$$

Anche ipotizzando di applicare questa forza nel baricentro del rotore, sarebbe una sollecitazione significativa per i cuscinetti del generatore e per il sistema di supporto dell'aerogeneratore.

Al fine di valutare le possibili soluzioni di bilanciamento è stato approntato un banco collaudo e sono state effettuate delle misure ad alta frequenza (2 kHz) dello spostamento alla sommità dell'albero rotore a diverse velocità.



Fig. 8.7: banco collaudo rotori

I dati sono stati processati con un codice di calcolo per eliminare gli errori di misura legati al passaggio della pala davanti al sensore e ricavare i valori di spostamento medio e la deviazione standard.

Le prove sono state condotte sia per diversi generatori che per diversi rotori: nei grafici seguenti per i generatori la lettera identifica il produttore ed il numero il seriale progressivo.

Le masse di bilanciamento sono state sempre applicate in corrispondenza dell'afferraggio superiore della pala.

Data l'elevata sensibilità allo sbilanciamento che ha dimostrato questo aerogeneratore sono state provate anche diverse configurazioni di accoppiamento generatore-rotore (rotazione di 120° del rotore rispetto alla flangia del generatore); quanto questo aspetto possa risultare rilevante è chiaramente visibile in Fig. 8.8.

In Fig. 8.9 sono riportate le prove condotte su un aerogeneratore dopo un periodo di 5 mesi di funzionamento in campo senza bilanciamento (in nero la misura condotta prima della messa in esercizio). Il rotore PDF3 ha pale in alluminio, quindi ha una massa complessiva maggiore e di conseguenza un'inerzia allo sbilanciamento maggiore rispetto ai rotori esaminati successivamente.

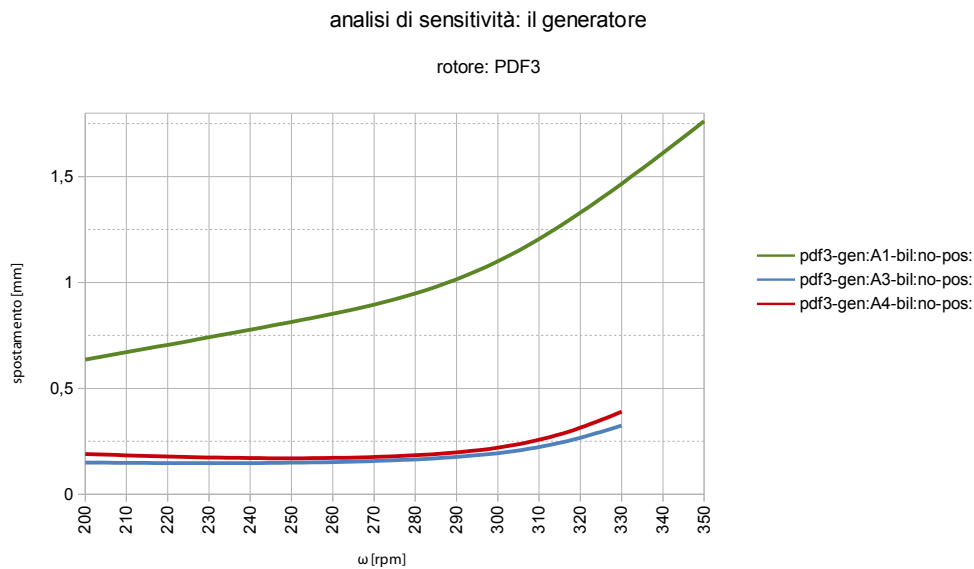


Fig. 8.8: analisi di sensitività: influenza del generatore (generatore tipo: A)

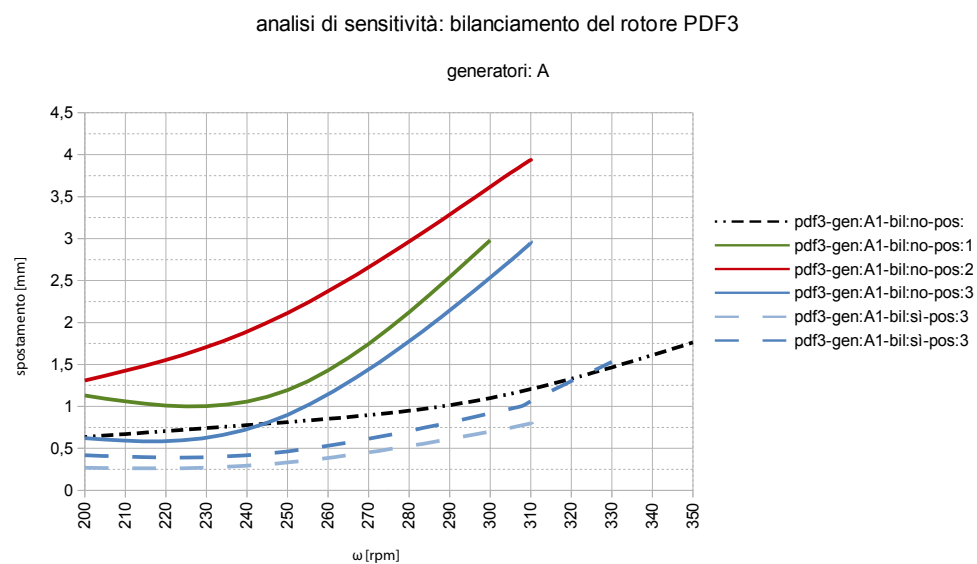


Fig. 8.9: analisi di sensitività: bilanciamento del rotore prototipo (generatore tipo: A)

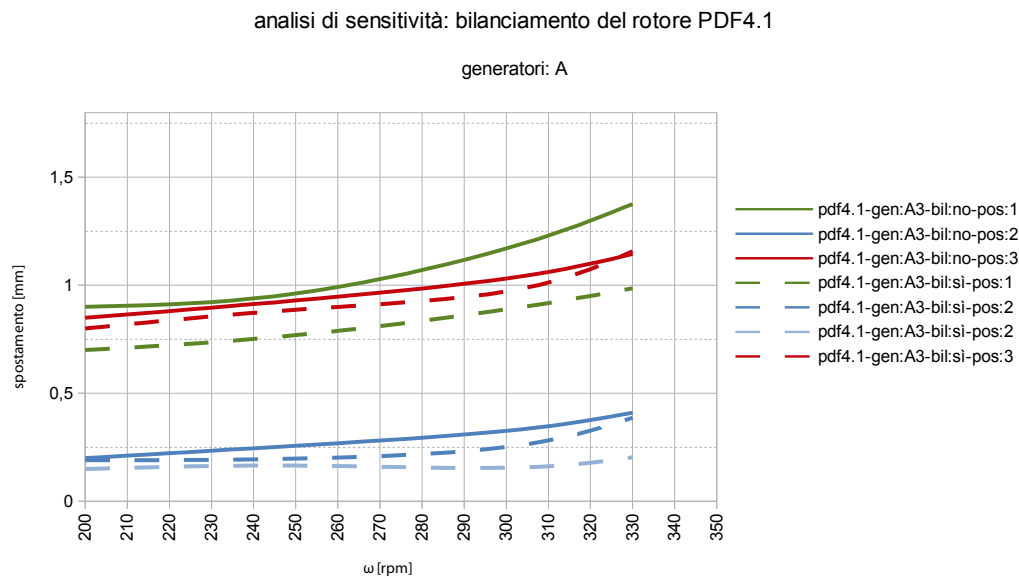
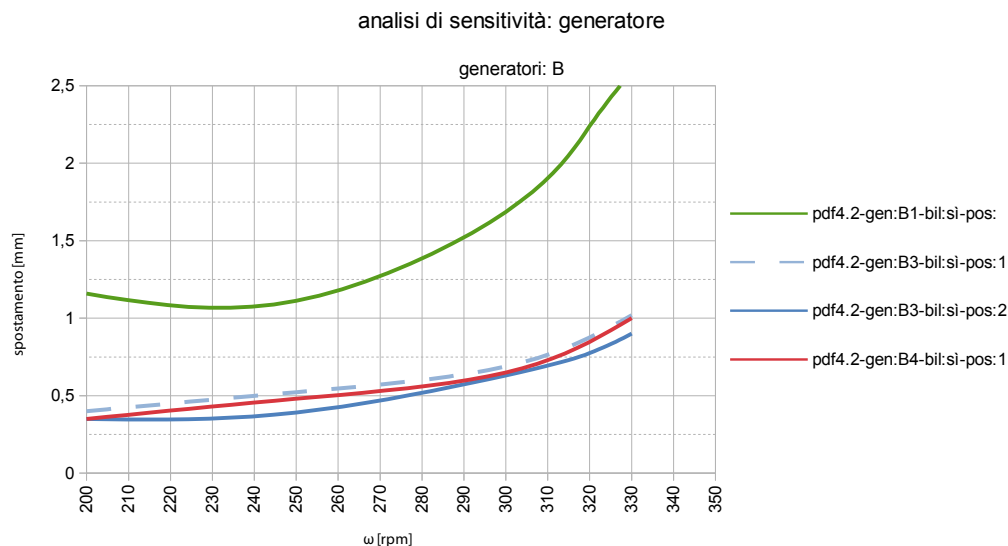


Fig. 8.10: analisi di sensitività: bilanciamento del rotore (generatore tipo: A)

I generatori del tipo B, dal numero 2 in poi, hanno dimostrato un comportamento piuttosto omogeneo una volta bilanciato il rotore (Fig. 8.11), mentre i generatori A sono risultati più variabili da pezzo a pezzo ed anche rispetto alla posizione di fissaggio (Fig. 8.12).



Seppur minimamente anche l'applicazione delle masse di bilanciamento all'interno o all'esterno della pala ha influenza sull'andamento degli spostamenti (Fig. 8.13 -generatore B3).

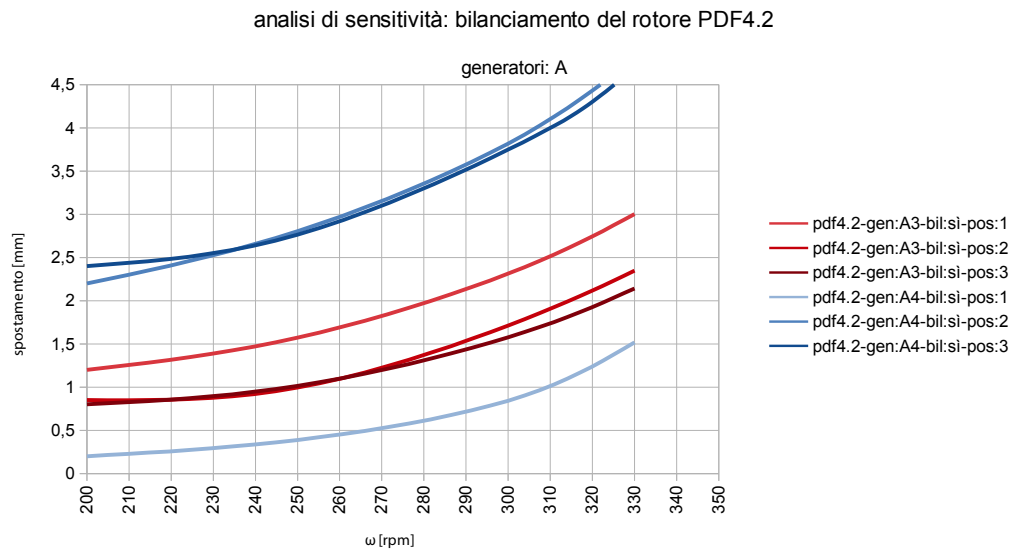


Fig. 8.12: analisi di sensitività: bilanciamento del rotore (generatore tipo: A)

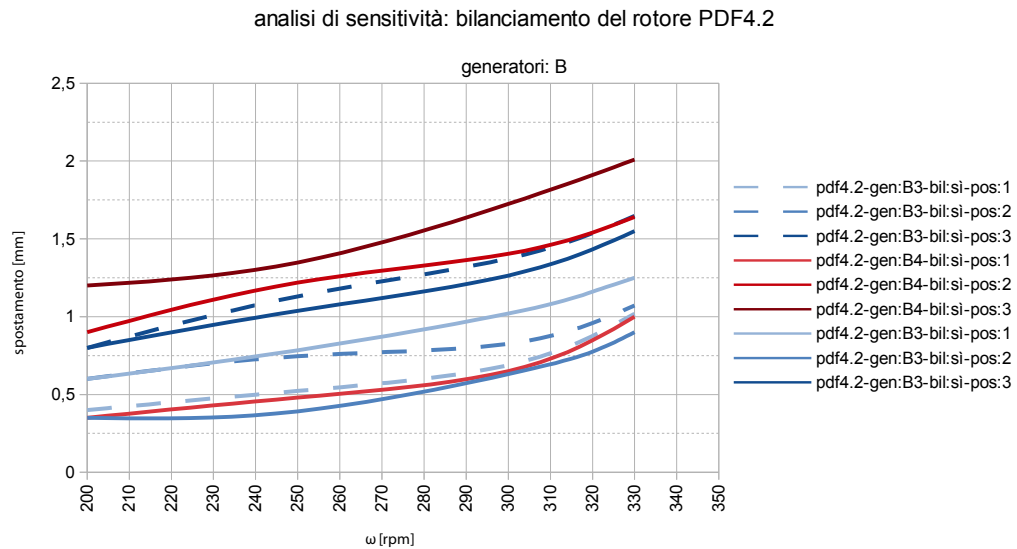


Fig. 8.13: analisi di sensitività: bilanciamento del rotore (generatore tipo: B)

Il confronto tra i diversi produttori dei generatori si è dimostrato allineato (Fig. 8.14) e dentro valori accettabili; tuttavia sarà utile, se possibile, effettuare delle verifiche dopo il funzionamento in capo degli aerogeneratori per alcuni mesi.

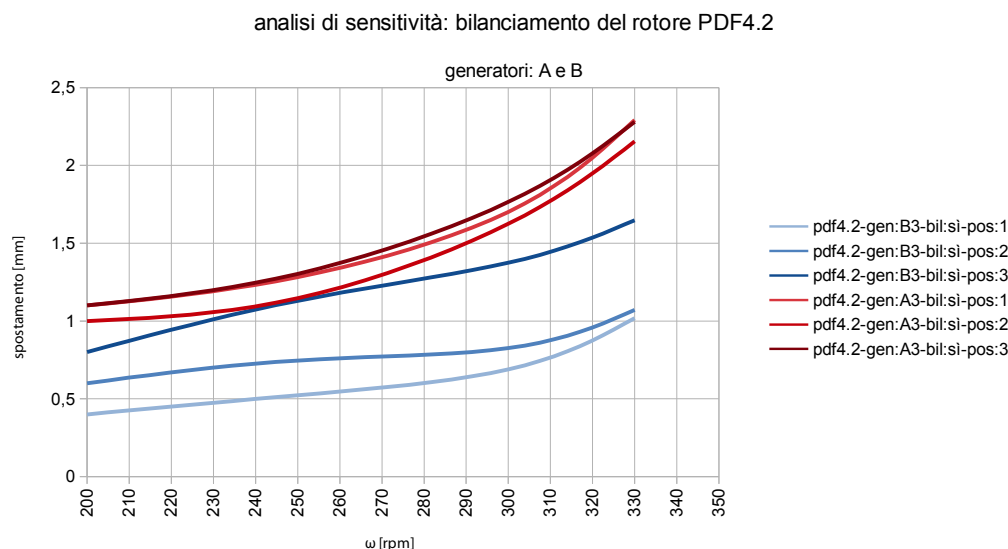


Fig. 8.14: confronto tra i generatori

Seppur gli spostamenti misurati possano apparire piccoli ed insignificanti anche alle velocità maggiori, occorre tener presente che nel banco di collaudo l'aerogeneratore è fissato ad una struttura corta e molto sovradimensionata, tanto da poter essere considerata infinitamente rigida. Una volta collocato in campo a 3 o più metri di quota tale sbilanciamento può diventare tanto significativo da influire anche sulle sotto-strutture esistenti.



Fig. 8.15: extender strumentato installato in campo

8.2 Campi di prova

Attraverso le attività correlate alle ricerche del dottorato di ricerca è stato possibile avere accesso ad alcune installazioni sperimentali dell'aerogeneratore TN1.5 in corrispondenza di edifici e strutture esistenti.

Nei paragrafi successivi verranno descritte i campi prova con le relative soluzioni di ancoraggio adottate.

8.2.1 Piattaforma Trento

Tale sito è correlato alle misure della risorsa eolica della stazione 01 descritta al paragrafo §4.3.1.

Il campo prova è costituito da una piattaforma con struttura in acciaio e configurazione a ponte sopra un edificio industriale, con il piano di calpestio collocato a 9 m. dal suolo.

L'aerogeneratore è supportato da un palo cilindrico di lunghezza 3 m. flangiato all'orditura dell'impalcato della piattaforma; inoltre la torre è vincolata anche da 4 tiranti diagonali in filo di acciaio (Fig. 8.17).

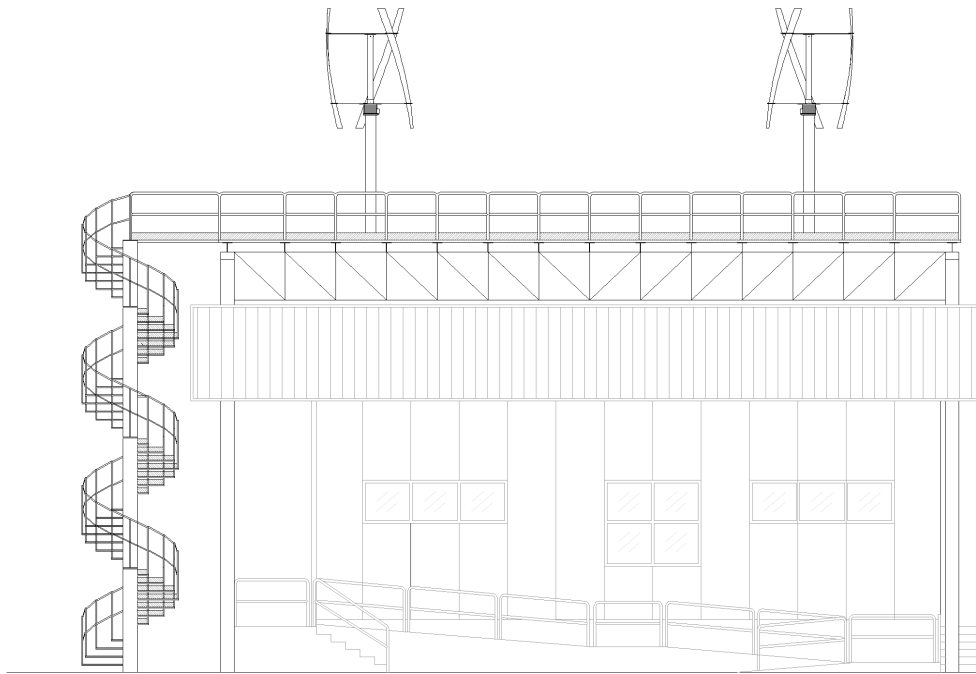


Fig. 8.16: prospetti della struttura

In questo sito la produzione energetica annua è stimata pari a 260 kWh in considerazione della risorsa eolica piuttosto scarsa, tuttavia è un campo sperimentale importante in quanto permette di vedere le interazioni tra una struttura elastica e l'aerogeneratore.



Fig. 8.17: la struttura di supporto

8.2.2 Campo test Trento

Tale sito è correlato alle misure della risorsa eolica della stazione 03 descritta al paragrafo §4.3.3.

In questo campo prova l'aerogeneratore è supportato da una torre poligonale (16 lati) rastremata di altezza 6m ed un diametro alla base di 80cm. Tale struttura è progettata per essere molto sovradimensionata rispetto ai carichi di progetto dell'aerogeneratore, al fine di poter effettuare delle misure di spinta in cima alla torre trascurando l'apporto della torre stessa.

Per fare ciò è stato installato un pezzo di tubo flangiato, molto elastico, tra il palo di supporto ed il generatore: le misure di spinta vengono effettuate tramite 2 estensimetri collocati sulla superficie del tubo e correlate alle misure della velocità del vento acquisite per mezzo dell'anemometro sonico 3D collocato sulla torre di misura.

I dati raccolti vengono memorizzati insieme agli stati di funzionamento della macchina in un pc che funge da datalogger a base torre.



Fig. 8.18: campo test Trento

In questo sito la produzione energetica annua è stimata pari a 250 kWh, tuttavia risulta interessante la possibilità di monitorare il comportamento dell'aerogeneratore in un ambiente molto turbolento e con raffiche significative.

8.2.3 Circolo Surf Torbole

Tale sito è correlato alle misure della risorsa eolica della stazione 04 descritta al paragrafo §4.3.4.

Il campo prova è costituito da un singolo aerogeneratore montato sulla copertura piana di un edificio; il supporto è un torre cilindrica direttamente flangiata alle travi in acciaio della struttura principale dell'edificio e vi sono 4 puntoni tubolari d'irrigidimento che scaricano le spinte del vento direttamente sulla copertura.



Fig. 8.19: procedura di installazione del rotore sulla copertura dell'edificio



Fig. 8.20: aerogeneratore installato prima del montaggio dei puntoni

In questo sito la produzione energetica annua, a partire dai dati anemometrici disponibili, è stimata pari a 740 kWh.

Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

8.2.4 CNR ITAE Messina

Tale sito è correlato alle misure della risorsa eolica della stazione 06 descritta al paragrafo §4.3.6.

In questo campo prova l'aerogeneratore è collocato sopra al vano ascensore costituito da muri perimetrali da 30 cm di spessore in calcestruzzo armato, la struttura di supporto standard (tubo in acciaio di 3m) è flangiata direttamente a dei tirafondi annegati in una nuova soletta di rinforzo in calcestruzzo realizzata ad-hoc sopra a quella precedentemente esistente. Il palo è ulteriormente ancorato attraverso quattro tiranti in acciaio.



Fig. 8.21: indicazione dell'installazione presso il centro ITAE di Messina

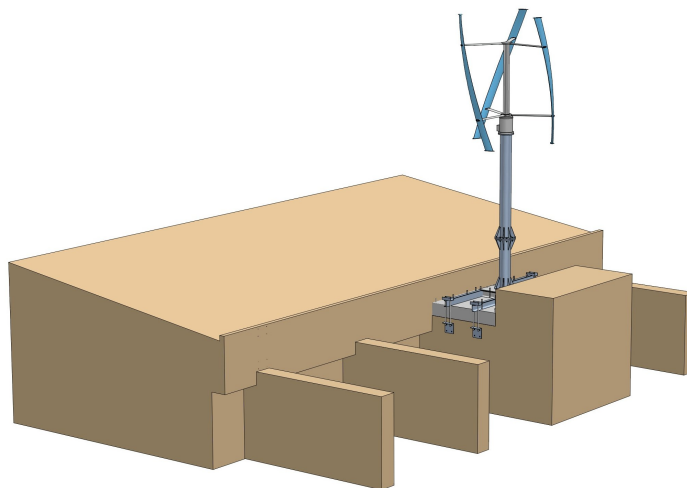


Fig. 8.22: dettaglio della copertura con inserimento dell'aerogeneratore

In questo sito la produzione energetica annua è stimata pari a 820 kWh, identificando un sito tipo per l'installazione di aerogeneratori di questa classe.

8.2.5 Mühlacker

Tale sito, di prossima installazione, sarà sulla copertura piana di un edificio industriale vicino a Colonia, Germania.

La struttura sarà di tipo a gravità, ovvero non avrà alcun collegamento rigido con la sotto-struttura esistente. In corrispondenza dei punti di appoggio è prevista l'installazione di appositi materassini in gomma elastica per assorbire le vibrazioni e permettere dei minimi spostamenti alla struttura di supporto senza danneggiare la guaina della copertura dell'edificio.

Tale approccio è stato possibile poiché l'edificio, di recente realizzazione, risulta avere una copertura praticabile dimensionata per ospitare grandi impianti di trattamento dell'aria e quindi in grado anche di supportare il sovraccarico dato dalle zavorre della struttura.

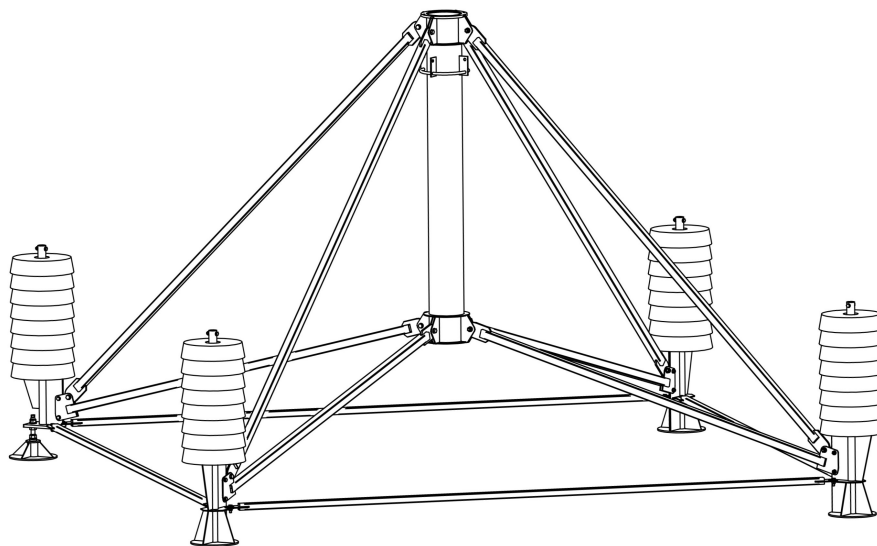


Fig. 8.23: struttura di supporto a gravità



Fig. 8.24: pre-assemblaggio della struttura prima dell'installazione

8.3 Alcune prime elaborazioni sull'analisi dei carichi strutturali

Le prove condotte e le misurazioni effettuate sono, ad oggi, ancora insufficienti a trarre conclusioni sull'interazione tra l'aerogeneratore e le sotto-strutture esistenti, nonché sulla risposta alle sollecitazioni cicliche sul medio/lungo periodo. Tuttavia si possono trarre una serie di prime indicazioni qualitative utili al fine della progettazione integrata di impianti eolici negli edifici e di accorgimenti tecnici da adottare.

8.3.1 Piattaforma Trento

In questa situazione la struttura portante vera e propria risulta indipendente dall'edificio, l'altezza della piattaforma e la sua elasticità fanno sì che, in presenza di vento sostenuto, si avvertano dei piccoli spostamenti di tutto l'impalcato. Tale comportamento porta a delle sollecitazioni meccaniche sui collegamenti per i quali è opportuno prevedere dei controlli periodici di serraggio delle bullonature.

Il rumore causato dal movimento dell'impalcato non influisce negativamente, in quanto si tratta di un edificio con destinazione d'uso produttiva in una zona industriale (rumore di fondo superiore a 47 dB(a)), mentre lo stesso fenomeno sarebbe incompatibile con una destinazione d'uso residenziale.

Nella tabella di seguito si riportano i valori del livello di pressione sonora ponderata A (LeqA) espressi in Decibel (dBA) a differenti valori di giri al minuto (rpm) dell'aerogeneratore.

Le misurazioni sono state effettuate il 02 Maggio 2011 in campo aperto ad una distanza dalla turbina pari a 6m, ponendo il microfono del fonometro ad una distanza di 1,60 m dal suolo in campo aperto.

Il rilevamento è stato eseguito misurando il livello sonoro continuo equivalente ponderato in curva LeqA per un tempo di misura sufficiente ad ottenere una valutazione significativa del fenomeno sonoro esaminato.

Le misure sono state svolte in area caratterizzata da un rumore di fondo di 48,3dBA in condizioni meteorologiche normali ed in assenza di precipitazioni.

| rpm | Potenza Meccanica [W] | Livello di pressione sonora LeqA [dBA] rilevato con turbina in funzione (comprende rumore di fondo) | Livello di pressione sonora LeqA turbina [dBA] |
|-----|-----------------------|---|--|
| 200 | 109 | 50,7 | 47,0 |
| 250 | 275 | 53,2 | 51,5 |
| 300 | 537 | 55,8 | 54,9 |

Considerando la *legge del decadimento decrescente del rumore* per cui, ad ogni raddoppio della distanza dalla sorgente corrisponde una riduzione di 6dB del livello di pressione sonora, possiamo affermare che il rumore emesso dall'aerogeneratore TN1.5 si confonde con quello di fondo in relazione alla distanza a cui mediamente è installato l'aerogeneratore rispetto ad un possibile recettore (distanza superiore ai 6m).

8.3.2 CST

In questa sito si è visto, dal funzionamento dell'aerogeneratore, che l'intero edificio ha frequenze di risonanza prossime a quelle della macchina con conseguente generazione di rumore all'interno dell'edificio in corrispondenza di alcuni stati di funzionamento della macchina.

In questo caso la soluzione di applicare dei cilindri antivibranti di isolamento tra la torre e la struttura dell'edificio ha permesso di migliorare notevolmente il comfort interno a scapito di una minima riduzione nella velocità massima di funzionamento dell'aerogeneratore.

Le previste misurazioni di dettaglio delle frequenze delle vibrazioni, sia in cima al supporto che alla base, permetteranno di andare ad ottimizzare in maniera mirata il grado di elasticità dei giunti antivibranti migliorando ulteriormente il comfort interno.

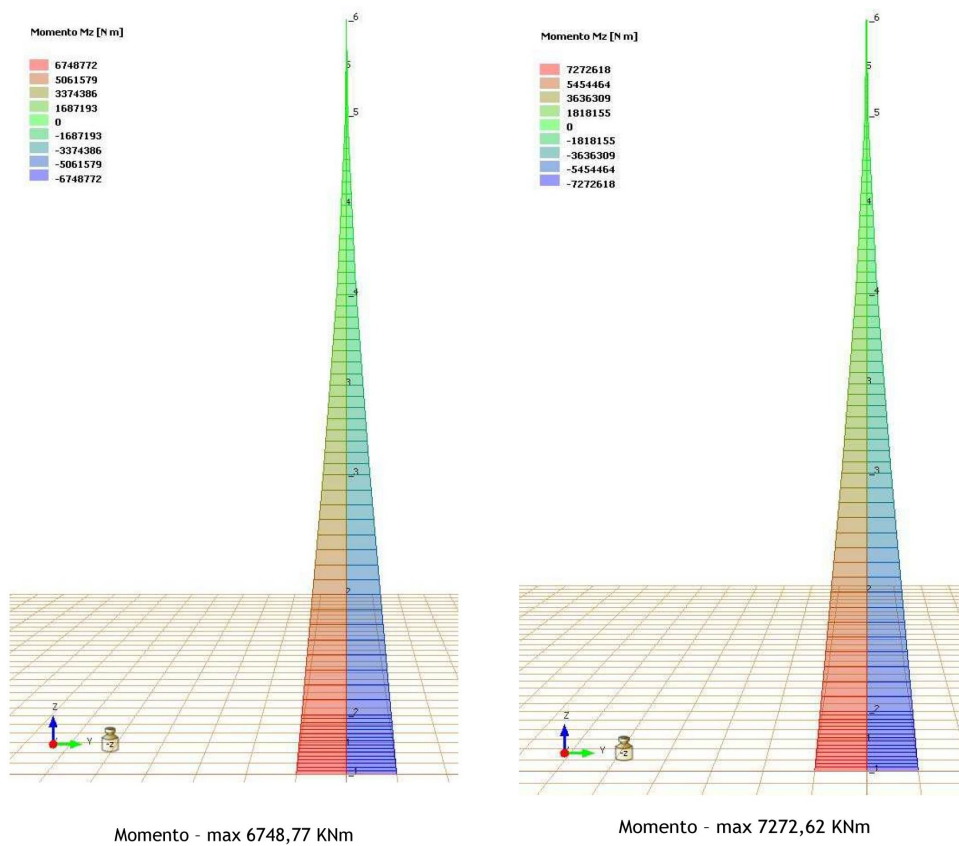


Fig. 8.25: installazione giunti elastici

8.3.3 CNR ITAE Messina

A differenza delle strutture metalliche precedentemente descritte, la presenza di una struttura in calcestruzzo armato suggerisce un approccio diverso rispetto a quanto sopra; infatti il vano ascensore, al centro del fabbricato, rappresenta un elemento iperstatico e molto rigido.

Pertanto si è ritenuto vantaggioso vincolare in maniera rigida la torre alla sottostruttura esistente stimando trascurabili l'influenza dell'aerogeneratore su una struttura di questo tipo.



| | Senza aerogeneratore (KN)- (KNm) | Con aerogeneratore (KN)- (KNm) | Δ (KN)- (KNm) | Aumento (%) |
|----------------|--|--------------------------------------|-------------------------|----------------|
| Azione assiale | 999,88 | 1024,80 | 24,92 | 2,49 |
| Taglio | 616,82 | 649,71 | 32,89 | 5,33 |
| Momento | 6748,77 | 7272,62 | 523,85 | 7,76 |

Fig. 8.26: estratto relazione di progetto: analisi sismica delle sollecitazioni sulla struttura del vano ascensore (sono stati tralasciati gli apporti degli impalcati intermedi a favore di sicurezza)

8.4 Elaborazioni dei dati: aspetti energetici

Ad oggi, il periodo di funzionamento dei campi test è stato troppo breve per poter trarre conclusioni significative sul rendimento in campo dei prototipi e sul loro comportamento nel tempo.

8.4.1 Piattaforma Trento

In Fig. 8.27 sono riportati i valori misurati di potenza prodotta in relazione ai dati di vento misurati (periodo di misura: 1 settimana) nel sito test per VAWT di Trento.

I dati raccolti trovano una buona corrispondenza con la curva di potenza calcolata, tuttavia la mancanza di fenomeni di vento con velocità significativa impediscono di avere indicazioni in merito alla parte di massima produzione teorica.

Il grafico rappresenta i dati mediati sul minuto, inoltre gli autoconsumi elettrici degli apparati sono stati inclusi sotto forma di stima derivata dal sistema di controllo stesso.

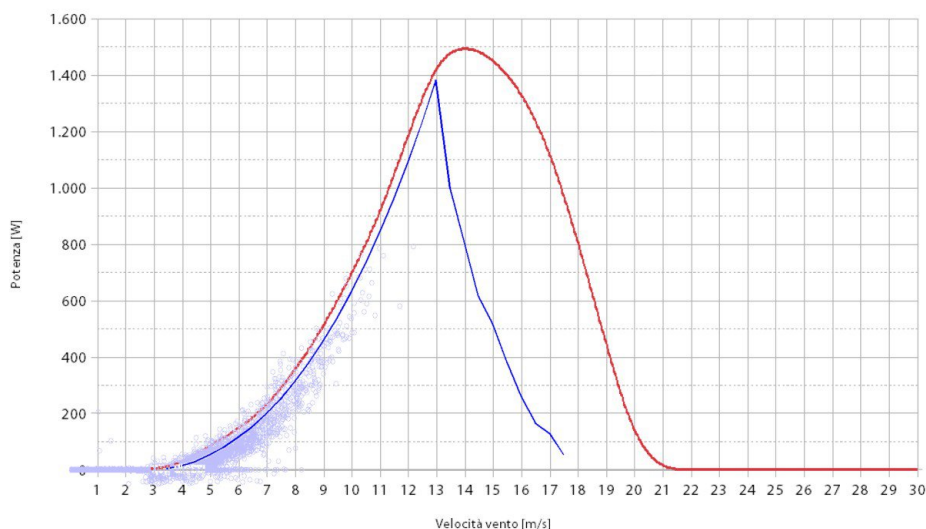


Fig. 8.27: curva di potenza basata su dati mediati a 1 min. In rosso la curva di potenza teorica.

In Fig. 8.28 è riportato un estratto delle misure ad alta frequenza (20 Hz) di correlazione tra la produzione di energia elettrica a valle dell'inverter e la velocità del vento misurata tramite un anemometro sonico 3D. Anche in questo caso la carenza della risorsa nel periodo di misure non ha ancora permesso di elaborare una curva di potenza completa.

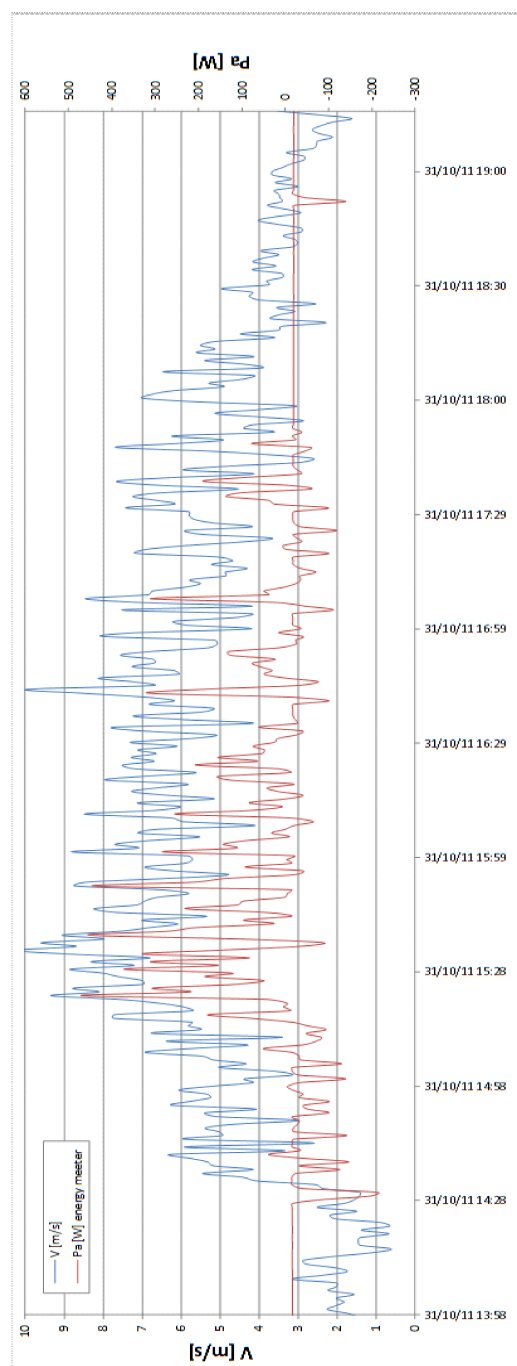


Fig. 8.28: misure alta frequenza

8.4.2 CST

Le misure effettuate presso il sito del Circolo Surf Torbole, pur non avendo avuto una durata significativa, permettono di avere una buona corrispondenza dei valori di produzione con i valori della curva di potenza calcolata.

In Fig. 8.29 si nota uno scostamento di tutta la dispersione dei punti acquisiti, la cui causa è verosimilmente da imputarsi ad un errore di offset nel sistema di misura.

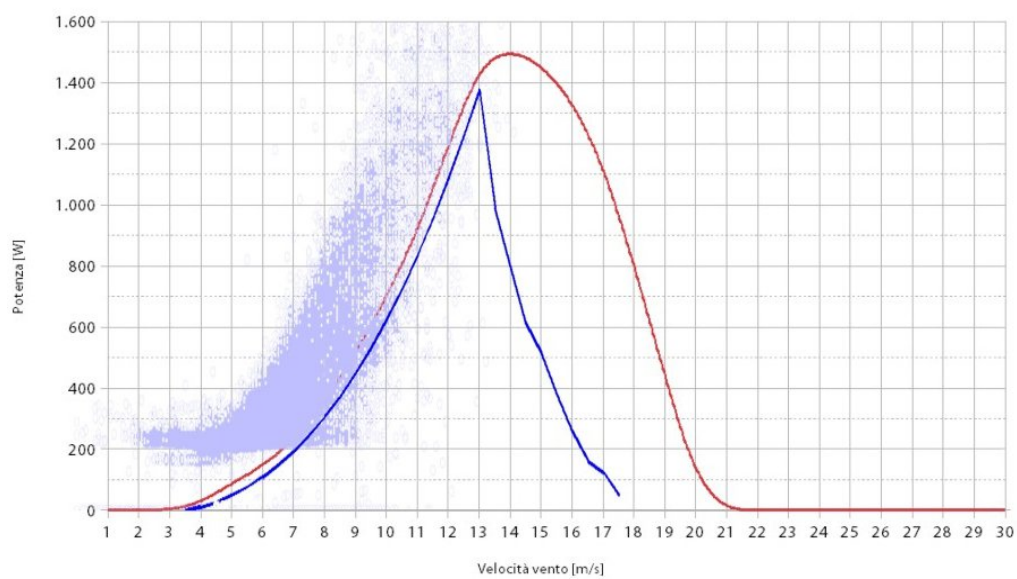


Fig. 8.29: curva di potenza basata sui dati a 1 min. In rosso la curva di potenza teorica.

9

Conclusioni

Linee guida di progettazione e sviluppi futuri delle ricerche

La ricerca condotta ha permesso di raccogliere e riassumere una importante serie di esperienze dirette in merito allo stato dell'arte ed alle potenzialità future degli aerogeneratori di piccola taglia sia in ambito urbano che sub-urbano.

L'obiettivo del presente lavoro è stato quello di fornire una panoramica dello stato dell'arte del settore degli aerogeneratori di piccola taglia, così come presenti sul mercato italiano.

In particolare sono stati affrontati tutti gli aspetti che riguardano questo settore, dall'identificazione del sito d'installazione attraverso lo studio della risorsa, alla scelta dell'aerogeneratore in relazione ad una approfondita conoscenza della macchina eolica ed ai pregi e difetti delle diverse soluzioni tecniche adottate dai singoli produttori; dall'iter autorizzativo per la realizzazione dell'impianto sino alle procedure tecniche per la manutenzione dei componenti della turbina.

Tutto ciò ha lo scopo di definire una prima base di partenza per tutti i professionisti e progettisti chiamati ad intervenire all'interno del processo di realizzazione dell'impianto eolico, permettendo loro di avere una visione completa del processo, senza però al contempo entrare nelle competenze specialistiche di ognuno.

9.1 Analisi critica sulla tecnologia mini eolica

Sia le attività di studio delle procedure autorizzative e delle normative che le attività svolte sul campo, a partire dalla misurazione della risorsa eolica sino all'installazione di alcuni prototipi di aerogeneratori ad asse verticale, hanno permesso di approfondire ed affrontare con cura tutti gli aspetti e le criticità che possono derivare dall'adozione di questa tecnologia allo stato attuale e che ne possono caratterizzare o meno lo sviluppo futuro.

Di seguito si riassumono brevemente gli aspetti che è stato possibile affrontare all'interno del percorso di ricerca.

Iter autorizzativo: in particolar modo in Italia, l'iter per giungere alla messa in esercizio di un impianto eolico è particolarmente complesso ed articolato; tali procedure sono spesso inaffrontabili per gli impianti eolici di piccola taglia. Negli ultimi anni è stato fatto molto per semplificare le procedure a livello centrale, tuttavia il ritardo maturato, ha permesso il crearsi di una molteplicità di regolamenti e normative locali per le quali occorrerà ancora tempo perché vengano completamente allineate in un unico corpo normativo omogeneo a livello nazionale.

Modelli previsionali della risorsa: lo studio della risorsa eolica è il primo fondamentale passo per la definizione delle potenzialità energetiche di un sito, allo stato attuale i modelli di calcolo comunemente utilizzati possono fornire utili indicazioni qualitative sulla risorsa di un sito, tuttavia, per il settore del mini eolico, solamente una campagna anemometrica può fornire dati affidabili.

Potenzialità energetiche: la micro generazione da fonte eolica ha dimostrato di avere le potenzialità per poter contribuire in maniera importante alla riduzione del fabbisogno energetico presso i piccoli utilizzatori finali in un quadro globale di diversificazione delle fonti energetiche ed una produzione locale dell'energia.

Validazione delle produzioni teoriche: Le misure in campo dei parametri di funzionamento dei prototipi e degli aerogeneratori che è stato possibile indagare, mostrano che quanto predetto per condizioni ideali di funzionamento dai modelli prestazionali è, soprattutto in termini di curva di potenza della macchina, in accordo con quanto è stato ottenuto in sito con il vento reale.

Autoconsumi: un aspetto spesso trascurato nelle analisi energetiche sono gli autoconsumi degli apparati ausiliari, per piccoli aerogeneratori, in particolar modo in siti non particolarmente vocati, tale energia può risultare non trascurabile. In tale contesto logiche di controllo basate sul *freezing* degli apparati di potenza diventano fondamentali per preservare un bilancio energetico favorevole.

Vibrazioni e rumore: con riferimento ai campi sperimentali per VAWT curati all'interno della ricerca, è importante sottolineare ancora che gli aerogeneratori ad asse verticale rimangono comunque delle macchine rotanti che generano delle vibrazioni poi trasmesse struttura ospitante. Come conseguenza si hanno delle sollecitazioni cicliche sui sistemi di ancoraggio e sulla struttura stessa. Tale fenomeno non è trascurabile e deve essere assolutamente tenuto in considerazione in fase di installazione mediante l'utilizzo di soluzioni tecniche adeguate. Inoltre, come visto dalla indagini sperimentali, il miglioramento del bilanciamento del rotore può permettere di ridurre alla fonte una parte consistente di queste sollecitazioni.

Infine le vibrazioni possono diventare la causa principale del rumore percepito dell'aerogeneratore, infatti, mentre il rumore aerodinamico del rotore può essere mascherato da quello del vento, il rumore causato dalle vibrazioni ed amplificato dalla struttura di supporto può diventare un elemento molto negativo soprattutto nelle installazioni integrate negli edifici permanentemente utilizzati.

Sicurezza: se da un lato l'installazione in ambienti antropizzati ha elevati vantaggi sia energetici che di gestione, dall'altro vi è un'elevata probabilità di arrecare danni a beni di terzi e a terzi in caso di guasti. Al fine di evitare che questa eventualità si verifichi è fondamentale che l'aerogeneratore sia dotato di più sistemi di sicurezza indipendenti in grado di garantire la messa in sicurezza della macchina sia per eventuali anomalie elettriche che per guasti meccanici. Le esperienze effettuate durante le sperimentazioni ed in campo hanno fatto riflettere sulla assoluta centralità dei temi della sicurezza. La macchina eolica non è un normale sistema di attuazione industriale che è possibile mettere in sicurezza attraverso l'interruzione dell'alimentazione ed isolandola rispetto agli utenti, essa subisce in modo passivo una forzante dinamica che non è possibile arrestare e, generalmente, è tanto maggiore la probabilità di guasti ed anomalie quando questa è maggiore.

Percezione della sicurezza: l'elevata velocità di rotazione del rotore degli aerogeneratori di taglia più piccola e la vicinanza alle persone come conseguenza della ridotta dimensione possono far aumentare la percezione del rischio indipendentemente dai criteri di sicurezza adottati. Per questo motivo, sia in fase di progettazione dell'aerogeneratore che della sua installazione questo fattore va tenuto in elevata considerazione.

Strutture di supporto per VAWT: l'integrazione con strutture di edifici esistenti, di cui spesso non si conoscono le caratteristiche precise dei materiali impiegati, e la necessità di coniugare leggerezza del supporto ed al contempo resistenza ed economicità pongono delle sfide importanti e non banali per i progettisti. L'identificazione di alcune soluzioni "base" da personalizzare di volta in volta possono

essere un aiuto indispensabile da parte dei produttori nei confronti dei progettisti ed installatori chiamati a realizzare l'impianto.

Procedure di installazione e manutenzione per VAWT: l'installazione di aerogeneratori sul tetto di edifici, o comunque nelle loro pertinenze, impone che i componenti delle macchine siano di peso e dimensioni contenute, tali da permettere agli installatori una movimentazione agevole e sicura, preferibilmente senza la necessità di ricorrere all'utilizzo di autogru, o limitando al massimo l'impiego. A tal riguardo, nell'approntamento dei campi test descritti sono state definite e sperimentate delle procedure di montaggio al fine di soddisfare questi requisiti, facendo al contempo riferimento alle più consolidate tecnologie e metodologie applicate per gli aerogeneratori di taglia maggiore.

9.2 Futuri sviluppi della ricerca

L'elenco riassuntivo del capitolo precedente induce a riflettere con attenzione sul grado di complessità degli aerogeneratori di piccola taglia, dove le ridotte dimensioni non significano una riduzione di questa complessità, ma anzi apportano ulteriori elementi.

Allo stato attuale non vi è ancora una storia industriale consolidata per questo tipo di macchine, sia a livello internazionale che in Italia, in particolar modo per gli aerogeneratori ad asse verticale, per questo sono gli stessi che si occuperanno di ricerca in questo settore nei prossimi anni che sperimenteranno per primi nuove soluzioni in grado di creare quella base di conoscenza adatta a far crescere un solido settore industriale.

Per raggiungere questo obiettivo, lo sviluppo della ricerca per gli aerogeneratori di piccola taglia in ambiente antropizzato dovrà affrontare in particolare i seguenti argomenti:

- **Efficienza della macchina:** intervenendo principalmente sulla riduzione degli autoconsumi e sullo studio di generatori elettrici progettati ad hoc in modo da massimizzare l'efficienza energetica anche in siti con una risorsa medio-bassa.
- **Diffusione e riduzione dei costi:** i prodotti disponibili sul mercato sono ancora molto pochi e quelli presenti non possono ancora vantare una lunga storia alle spalle, la definizione di standard prestazionali anche per il settore dei mini e micro aerogeneratori sulla base dei quali condurre test di lungo periodo è la base fondamentale per poter conquistare la necessaria fiducia del mercato e poter ragionare nell'ottica di un vero prodotto industriale su larga scala.
- **Metodologie d'installazione e manutenzione:** indubbiamente questo aspetto

è il più legato al singolo aerogeneratore, tuttavia si è visto come vi siano alcuni aspetti trasversali, infatti in un ottica di prototipi sperimentali dove l'obiettivo primario è verificare il funzionamento della macchina è accettabile dover ricorrere a soluzioni speciali e costose di montaggio. Tuttavia lo studio di sistemi di sollevamento, montaggio e manutenzione per piccoli aerogeneratori, oltre ad essere un settore di elevato interesse per la ricerca applicata, è un passaggio fondamentale da colmare per raggiungere una completa maturità nel settore.

Con riferimento alla ricerca condotta e descritta nel presente elaborato, i campi test approntati ed in fase di realizzazione, al momento della redazione del presente documento, così come descritti nel capitolo 8.2 potranno servire per approfondire ed indagare parte di questi aspetti.

Allegati

Schede tecniche fornitori HAWT

Di seguito si riportano le schede tecniche dei principali aerogeneratori ad asse orizzontale presi in esame all'interno del presente lavoro. Tutti i dati riportati sono tratti dalle schede tecniche fornite dai produttori.

MODELLO

COSTRUTTORE

A29

Acsa

ROTORE

Tipo

HAWT – upwind

N. pale

3

Diametro [m]

29

Area spazzata [m²]

660,5

V. rotazione [rpm]

-

V. vento nominale

11,5

V. vento cut-in

3,5

V. vento cut-out

25

Tipo controllo

attivo

Peso navicella [kg]

7.900

PALE

Lunghezza [m]

-

Materiale

composito

GENERATORE

Potenza [kW]

200

Tensione nominale [V]

400

Tipo

Trifase

V. rotazione [rpm]

-

Trasmissione

2 stadi paralleli 23:1

SISTEMA DI ORIENTAMENTO

Tipo

attivo

SISTEMA DI FRENATURA

Tipo

-

STRUTTURA DI SUPPORTO

Altezza [m]

30-38

Ingombro al suolo

-

Peso [kg]

12.000

PREZZO

Turbina

-

Supporto

-

Tot. installato

-

RUMORE

Pressione sonora immessa

-


Pressione sonora a 25 m.

-

Pressione sonora a 60 m.

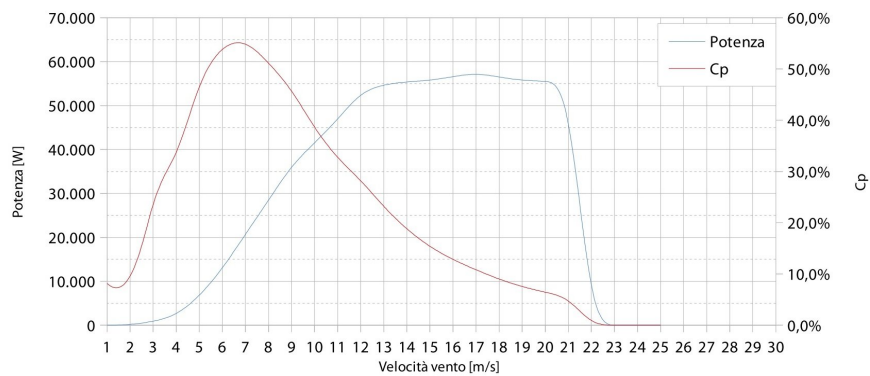
-

FOTO




CURVA DI POTENZA

| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
|----------------|-------------|-------|
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 0 | 0,0% |
| 4 | 5.000 | 19,3% |
| 5 | 17.000 | 33,6% |
| 6 | 33.000 | 37,8% |
| 7 | 55.000 | 39,6% |
| 8 | 83.000 | 40,1% |
| 9 | 115.000 | 39,0% |
| 10 | 149.000 | 36,8% |
| 11 | 181.000 | 33,6% |
| 12 | 200.000 | 28,6% |
| 13 | 200.000 | 22,5% |
| 14 | 200.000 | 18,0% |
| 15 | 200.000 | 14,6% |
| 16 | 200.000 | 12,1% |
| 17 | 200.000 | 10,1% |
| 18 | 200.000 | 8,5% |
| 19 | 200.000 | 7,2% |
| 20 | 200.000 | 6,2% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |

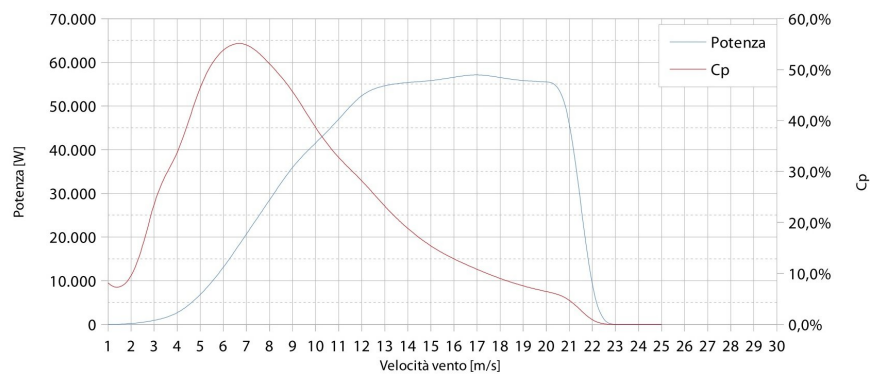


| MODELLO | | EXCEL 10 |
|--------------------------|-----------------|----------|
| COSTRUTTORE | | Bergey |
| ROTORE | | |
| Tipo | HAWT – upwind | |
| N. pale | 3 | |
| Diametro [m] | 7 | |
| Area spazzata [m²] | 38,5 | |
| V. rotazione [rpm] | - | |
| V. vento nominale | 12 | |
| V. vento cut-in | 3,4 | |
| V. vento cut-out | none | |
| Tipo controllo | passivo | |
| Peso navicella [kg] | - | |
| PALE | | |
| Lunghezza [m] | - | |
| Materiale | composito | |
| GENERATORE | | |
| Potenza [kW] | 10 | |
| Tensione nominale [V] | 400 | |
| Tipo | Trifase | |
| V. rotazione [rpm] | - | |
| Trasmissione | direct drive | |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | | |
| Tipo | passivo | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | |
| Tipo | furling | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | |
| Altezza [m] | 18-24 | |
| Ingombro al suolo | - | |
| Peso [kg] | - | |
| PREZZO | | |
| Turbina | - | |
| Supporto | - | |
| Tot. installato | - | |
| RUMORE | | |
| Pressione sonora immessa | 70db(A) @ 13m/s | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | |
| Pressione sonora a 60 m. | 52.1 db(A) | |


FOTO



| CURVA DI POTENZA | | |
|------------------|-------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 136 | 20,1% |
| 4 | 428 | 27,9% |
| 5 | 881 | 29,7% |
| 6 | 1.515 | 29,6% |
| 7 | 2.357 | 29,1% |
| 8 | 3.441 | 28,4% |
| 9 | 4.804 | 27,9% |
| 10 | 6.417 | 27,2% |
| 11 | 8.196 | 26,1% |
| 12 | 9.965 | 24,5% |
| 13 | 11.285 | 21,8% |
| 14 | 11.803 | 18,3% |
| 15 | 12.086 | 15,2% |
| 16 | 12.183 | 12,6% |
| 17 | 12.191 | 10,5% |
| 18 | 12.129 | 8,8% |
| 19 | 11.929 | 7,4% |
| 20 | 5.805 | 3,2% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | | |
| 23 | | |
| 24 | | |
| 25 | | |



| MODELLO | | E 3120 |
|--------------------------|--|-----------|
| COSTRUTTORE | | Endurance |
| ROTORE | | |
| Tipo | HAWT – downwind | |
| N. pale | 3 | |
| Diametro [m] | 19,2 | |
| Area spazzata [m²] | 289,5 | |
| V. rotazione [rpm] | 41 | |
| V. vento nominale | 11 | |
| V. vento cut-in | 3,5 | |
| V. vento cut-out | 25 | |
| Tipo controllo | stallo passivo e freno meccanico | |
| Peso navicella [kg] | - | |
| PALE | | |
| Lunghezza [m] | 9 | |
| Materiale | fibra di vetro, resina epossidica | |
| GENERATORE | | |
| Potenza [kW] | 55 | |
| Tensione nominale [V] | 480 | |
| Tipo | Trifase | |
| V. rotazione [rpm] | - | |
| Trasmissione | gearbox | |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | | |
| Tipo | imbardata elettronica | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | |
| Tipo | controllo del pitch e freno sull'albero veloce | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | |
| Altezza [m] | 30-42 | |
| Ingombro al suolo | - | |
| Peso [kg] | - | |
| PREZZO | | |
| Turbina | - | |
| Supporto | - | |
| Tot. installato | - | |
| RUMORE | | |
| Pressione sonora immessa | - | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | |

| | | |
|--|--|--|
| FOTO | | |
|  | | |

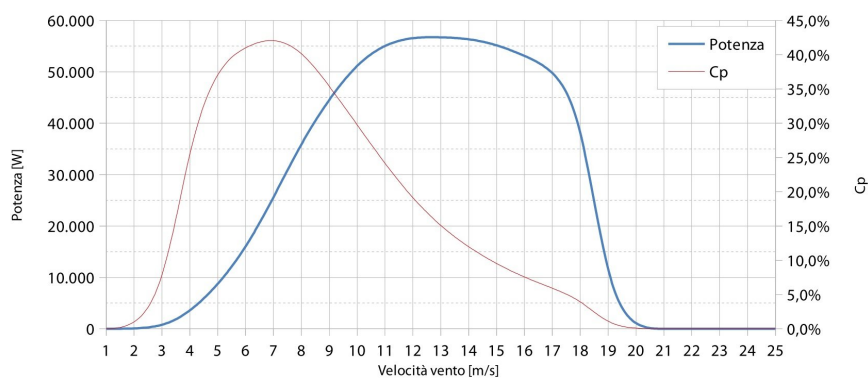
| CURVA DI POTENZA | | |
|-------------------|----------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 226 | 3,8% |
| 4 | 3.213 | 27,7% |
| 5 | 8.427 | 38,3% |
| 6 | 15.581 | 41,3% |
| 7 | 25.458 | 42,6% |
| 8 | 36.217 | 40,7% |
| 9 | 44.844 | 35,5% |
| 10 | 51.617 | 29,8% |
| 11 | 55.451 | 24,0% |
| 12 | 56.763 | 19,0% |
| 13 | 56.760 | 14,9% |
| 14 | 56.474 | 11,9% |
| 15 | 55.324 | 9,5% |
| 16 | 53.162 | 7,5% |
| 17 | 50.615 | 5,9% |
| 18 | 42.813 | 4,3% |
| 19 | 6.711 | 0,6% |
| 20 | 0 | 0,0% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |

FOTO



CURVA DI POTENZA


| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
|----------------|-------------|-------|
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 226 | 3,8% |
| 4 | 3.213 | 27,7% |
| 5 | 8.427 | 38,3% |
| 6 | 15.581 | 41,3% |
| 7 | 25.458 | 42,6% |
| 8 | 36.217 | 40,7% |
| 9 | 44.844 | 35,5% |
| 10 | 51.617 | 29,8% |
| 11 | 55.451 | 24,0% |
| 12 | 56.763 | 19,0% |
| 13 | 56.760 | 14,9% |
| 14 | 56.474 | 11,9% |
| 15 | 55.324 | 9,5% |
| 16 | 53.162 | 7,5% |
| 17 | 50.615 | 5,9% |
| 18 | 42.813 | 4,3% |
| 19 | 6.711 | 0,6% |
| 20 | 0 | 0,0% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |



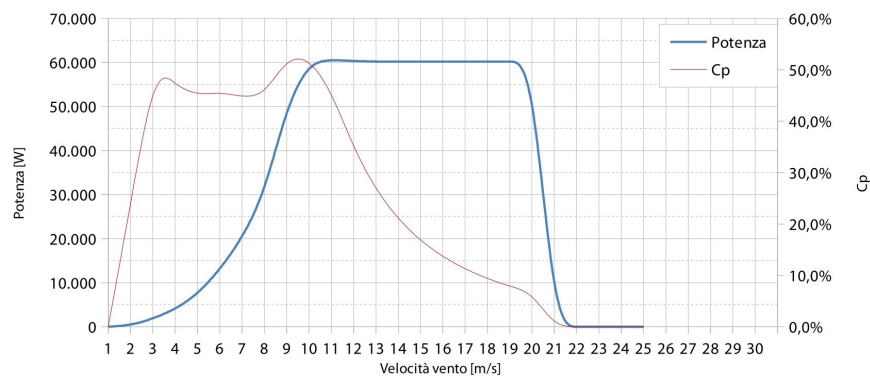
Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

| | | | |
|--------------------------|----------------------------------|-----------|--|
| MODELLO | | EOL-CK-60 | |
| COSTRUTTORE | | EolArt | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | HAWT – upwind | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 16,5 | | |
| Area spazzata [m²] | 213,8 | | |
| V. rotazione [rpm] | 81 | | |
| V. vento nominale | 10 | | |
| V. vento cut-in | 2 | | |
| V. vento cut-out | 25 | | |
| Tipo controllo | attivo | | |
| Peso navicella [kg] | - | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | vetroresina | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 60 | | |
| Tensione nominale [V] | 400 | | |
| Tipo | Trifase | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | - | | |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | | | |
| Tipo | imbardata elettronica | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | pitch pale e freno di parcheggio | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | - | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | - | | |
| Supporto | - | | |
| Tot. installato | - | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

FOTO




| CURVA DI POTENZA | | |
|------------------|-------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 244 | 23,3% |
| 3 | 1.824 | 51,6% |
| 4 | 3.936 | 47,0% |
| 5 | 7.373 | 45,0% |
| 6 | 12.931 | 45,7% |
| 7 | 20.080 | 44,7% |
| 8 | 30.146 | 45,0% |
| 9 | 50.018 | 52,4% |
| 10 | 60.086 | 52,4% |
| 11 | 60.607 | 45,9% |
| 12 | 60.332 | 34,8% |
| 13 | 60.201 | 26,7% |
| 14 | 60.201 | 20,9% |
| 15 | 60.201 | 16,8% |
| 16 | 60.201 | 13,6% |
| 17 | 60.201 | 11,2% |
| 18 | 60.201 | 9,4% |
| 19 | 60.201 | 7,9% |
| 20 | 60.201 | 6,7% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |

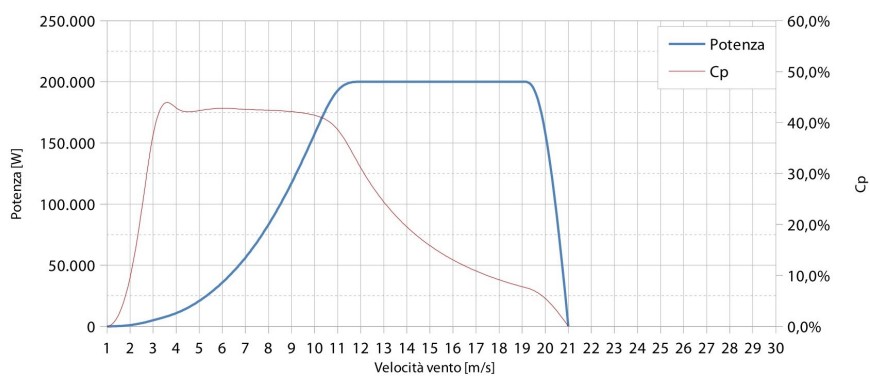


| MODELLO | | GARBI' 200 | |
|--------------------------|------------------------------|--------------|--|
| COSTRUTTORE | | Electriawind | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | HAWT – upwind | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 28 | | |
| Area spazzata [m²] | 615,8 | | |
| V. rotazione [rpm] | 47 | | |
| V. vento nominale | 11 | | |
| V. vento cut-in | 2,5 | | |
| V. vento cut-out | 20 | | |
| Tipo controllo | attivo | | |
| Peso navicella [kg] | 11.650 | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | 17,7 | | |
| Materiale | composito | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 200 | | |
| Tensione nominale [V] | 400 | | |
| Tipo | Trifase | | |
| V. rotazione [rpm] | 470,0 | | |
| Trasmissione | assi paralleli rapporto 1:10 | | |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | | | |
| Tipo | attivo | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | - | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | 34-39 | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | 20.000 | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | - | | |
| Supporto | - | | |
| Tot. installato | - | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | | | |

FOTO



| CURVA DI POTENZA | | |
|------------------|-------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 5.000 | 49,1% |
| 4 | 10.000 | 41,4% |
| 5 | 20.000 | 42,4% |
| 6 | 35.000 | 43,0% |
| 7 | 55.000 | 42,5% |
| 8 | 82.000 | 42,5% |
| 9 | 116.000 | 42,2% |
| 10 | 157.000 | 41,6% |
| 11 | 200.000 | 39,8% |
| 12 | 200.000 | 30,7% |
| 13 | 200.000 | 24,1% |
| 14 | 200.000 | 19,3% |
| 15 | 200.000 | 15,7% |
| 16 | 200.000 | 12,9% |
| 17 | 200.000 | 10,8% |
| 18 | 200.000 | 9,1% |
| 19 | 200.000 | 7,7% |
| 20 | 200.000 | 6,6% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | | |
| 23 | | |
| 24 | | |
| 25 | | |



Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

MODELLO

COSTRUTTORE

EW 15

Entegrity

ROTORE

Tipo

HAWT – downwind

N. pale

3

Diametro [m]

15

Area spazzata [m²]

176,7

V. rotazione [rpm]

65

V. vento nominale

11,5

V. vento cut-in

4

V. vento cut-out

25

Tipo controllo

stallo passivo e freno meccanico

Peso navicella [kg]

400

PALE

Lunghezza [m]

5

Materiale

fibra di vetro

GENERATORE

Potenza [kW]

66

Tensione nominale [V]

400

Tipo

Trifase

V. rotazione [rpm]

-

Trasmissione

planetario 1:28

SISTEMA DI ORIENTAMENTO

Tipo

passivo

SISTEMA DI FRENATURA

Tipo

stallo passivo

STRUTTURA DI SUPPORTO

Altezza [m]

30-40

Ingombro al suolo

-

Peso [kg]

-

PREZZO

Turbina

-

Supporto

-

Tot. installato

-

RUMORE

Pressione sonora immessa

-

Pressione sonora a 25 m.

-

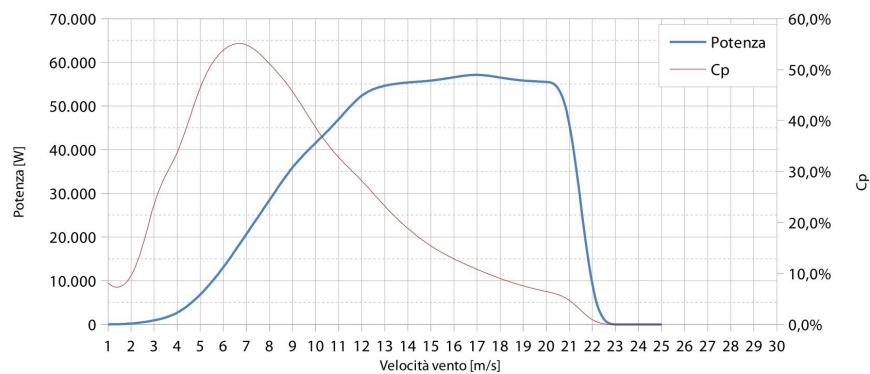
Pressione sonora a 60 m.

-

FOTO


CURVA DI POTENZA

| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
|----------------|-------------|-------|
| 1 | 9 | 8,1% |
| 2 | 35 | 4,1% |
| 3 | 800 | 27,4% |
| 4 | 2.200 | 31,8% |
| 5 | 6.500 | 48,0% |
| 6 | 12.800 | 54,7% |
| 7 | 20.700 | 55,8% |
| 8 | 28.400 | 51,2% |
| 9 | 36.400 | 46,1% |
| 10 | 41.500 | 38,3% |
| 11 | 46.800 | 32,5% |
| 12 | 53.100 | 28,4% |
| 13 | 54.800 | 23,0% |
| 14 | 55.440 | 18,7% |
| 15 | 55.700 | 15,2% |
| 16 | 56.600 | 12,8% |
| 17 | 57.400 | 10,8% |
| 18 | 56.500 | 9,0% |
| 19 | 55.700 | 7,5% |
| 20 | 55.600 | 6,4% |
| 21 | 54.900 | 5,5% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |

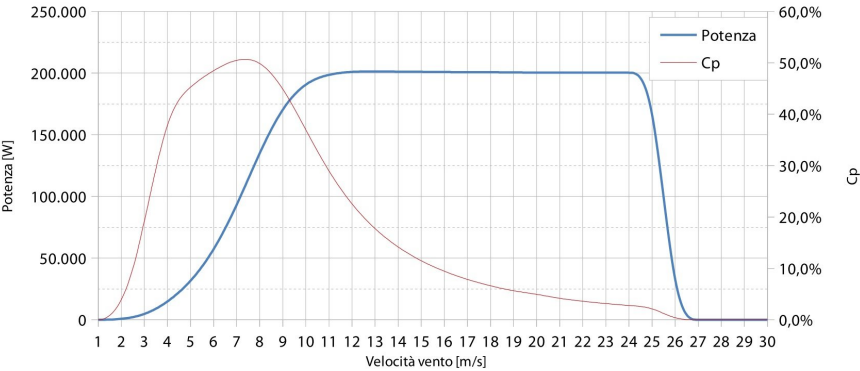


| MODELLO | | E33 |
|--------------------------|--|---------|
| COSTRUTTORE | | Enercon |
| ROTORE | | |
| Tipo | HAWT – upwind | |
| N. pale | 3 | |
| Diametro [m] | 33 | |
| Area spazzata [m²] | 855,3 | |
| V. rotazione [rpm] | 45 | |
| V. vento nominale | 12 | |
| V. vento cut-in | 2,5 | |
| V. vento cut-out | 25 | |
| Tipo controllo | attivo | |
| Peso navicella [kg] | - | |
| PALE | | |
| Lunghezza [m] | 16 | |
| Materiale | resina epossidica | |
| GENERATORE | | |
| Potenza [kW] | 330 | |
| Tensione nominale [V] | 400 | |
| Tipo | Trifase | |
| V. rotazione [rpm] | - | |
| Trasmissione | non presente | |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | | |
| Tipo | imbardata elettronica | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | |
| Tipo | freno rotore e pitch indipendente delle pale | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | |
| Altezza [m] | 40-50 | |
| Ingombro al suolo | - | |
| Peso [kg] | - | |
| PREZZO | | |
| Turbina | - | |
| Supporto | - | |
| Tot. installato | € 570.000,00 | |
| RUMORE | | |
| Pressione sonora immessa | - | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | |

FOTO




| CURVA DI POTENZA | | |
|------------------|-------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 3.302 | 18,4% |
| 4 | 13.919 | 40,8% |
| 5 | 30.142 | 45,5% |
| 6 | 55.354 | 48,6% |
| 7 | 91.892 | 50,9% |
| 8 | 136.259 | 50,7% |
| 9 | 173.218 | 45,4% |
| 10 | 192.858 | 36,9% |
| 11 | 199.300 | 28,7% |
| 12 | 201.279 | 22,3% |
| 13 | 201.347 | 17,5% |
| 14 | 201.159 | 14,0% |
| 15 | 201.009 | 11,4% |
| 16 | 200.885 | 9,4% |
| 17 | 200.784 | 7,8% |
| 18 | 200.699 | 6,6% |
| 19 | 200.627 | 5,6% |
| 20 | 200.264 | 5,0% |
| 21 | 200.512 | 4,1% |
| 22 | 200.467 | 3,6% |
| 23 | 200.427 | 3,1% |
| 24 | 200.392 | 2,8% |
| 25 | 200.000 | 2,5% |

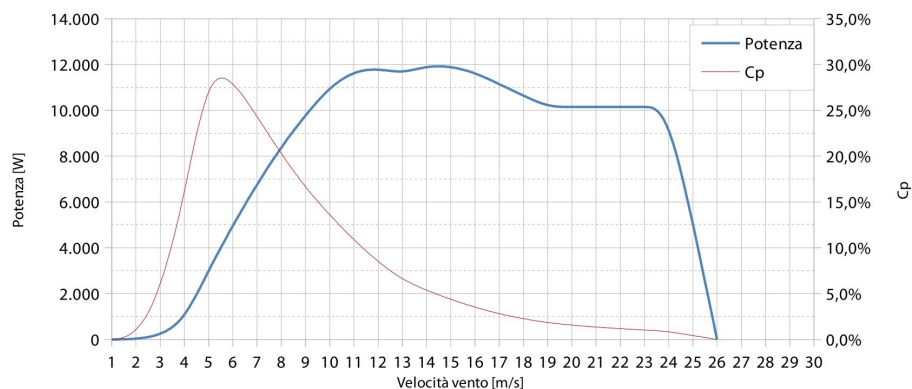


| MODELLO | | GW 135/11 |
|--------------------------|----------------------------------|-----------|
| COSTRUTTORE | | Gaia Wind |
| ROTORE | | |
| Tipo | HAWT – downwind | |
| N. pale | 2 | |
| Diametro [m] | 13 | |
| Area spazzata [m²] | 132,7 | |
| V. rotazione [rpm] | 56 | |
| V. vento nominale | 9,5 | |
| V. vento cut-in | 3,5 | |
| V. vento cut-out | > 25 | |
| Tipo controllo | stallo passivo e freno meccanico | |
| Peso navicella [kg] | - | |
| PALE | | |
| Lunghezza [m] | 6,5 | |
| Materiale | fibra di vetro | |
| GENERATORE | | |
| Potenza [kW] | 11 | |
| Tensione nominale [V] | 400 | |
| Tipo | Trifase | |
| V. rotazione [rpm] | 965,0 | |
| Trasmissione | doppio stadio con rapporto 1:18 | |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | | |
| Tipo | imbardata elettronica | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | |
| Tipo | freno aerodinamico | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | |
| Altezza [m] | 18 | |
| Ingombro al suolo | - | |
| Peso [kg] | 1850-2200 | |
| PREZZO | | |
| Turbina | - | |
| Supporto | - | |
| Tot. installato | € 55.000,00 | |
| RUMORE | | |
| Pressione sonora immessa | - | |
| Pressione sonora a 25 m. | ca. 50 dB(A) | |
| Pressione sonora a 60 m. | 40 db(A) | |

FOTO



| CURVA DI POTENZA | | |
|------------------|-------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 135 | 4,8% |
| 4 | 844 | 15,7% |
| 5 | 3.023 | 29,5% |
| 6 | 4.984 | 28,3% |
| 7 | 6.779 | 24,3% |
| 8 | 8.414 | 20,2% |
| 9 | 9.796 | 16,6% |
| 10 | 11.016 | 13,6% |
| 11 | 11.716 | 10,8% |
| 12 | 11.831 | 8,4% |
| 13 | 11.606 | 6,5% |
| 14 | 11.941 | 5,4% |
| 15 | 11.926 | 4,4% |
| 16 | 11.646 | 3,5% |
| 17 | 11.146 | 2,8% |
| 18 | 10.646 | 2,3% |
| 19 | 10.146 | 1,8% |
| 20 | 10.146 | 1,6% |
| 21 | 10.146 | 1,3% |
| 22 | 10.146 | 1,2% |
| 23 | 10.146 | 1,0% |
| 24 | 10.146 | 0,9% |
| 25 | 5.073 | 0,4% |

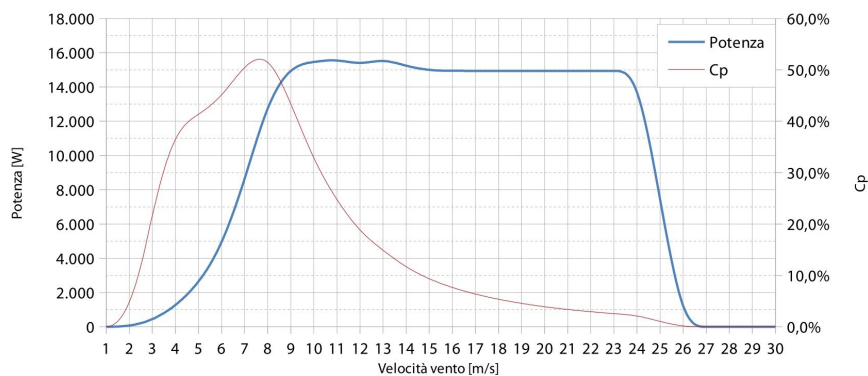


Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

| MODELLO | HANNEVIND 15 |
|---------------------------------|----------------------------------|
| COSTRUTTORE | Hannevind |
| ROTORE | |
| Tipo | HAWT – upwind |
| N. pale | 3 |
| Diametro [m] | 10 |
| Area spazzata [m ²] | 78,5 |
| V. rotazione [rpm] | - |
| V. vento nominale | 9 |
| V. vento cut-in | 3 |
| V. vento cut-out | 25 |
| Tipo controllo | stallo passivo e freno meccanico |
| Peso navicella [kg] | 400 |
| PALE | |
| Lunghezza [m] | 5 |
| Materiale | fibra di vetro |
| GENERATORE | |
| Potenza [kW] | 10 |
| Tensione nominale [V] | 400 |
| Tipo | Trifase |
| V. rotazione [rpm] | - |
| Trasmissione | - |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | |
| Tipo | imbardata elettronica |
| SISTEMA DI FRENATURA | |
| Tipo | freno aerodinamico |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | |
| Altezza [m] | 15 |
| Ingombro al suolo | - |
| Peso [kg] | - |
| PREZZO | |
| Turbina | - |
| Supporto | - |
| Tot. installato | - |
| RUMORE | |
| Pressione sonora immessa | - |
| Pressione sonora a 25 m. | - |
| Pressione sonora a 60 m. | - |


FOTO

| CURVA DI POTENZA | | |
|------------------|-------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 346 | 23,2% |
| 4 | 1.202 | 38,6% |
| 5 | 2.505 | 41,2% |
| 6 | 4.674 | 44,6% |
| 7 | 8.515 | 51,1% |
| 8 | 13.168 | 53,5% |
| 9 | 15.241 | 43,6% |
| 10 | 15.472 | 32,3% |
| 11 | 15.623 | 24,5% |
| 12 | 15.293 | 18,4% |
| 13 | 15.645 | 14,8% |
| 14 | 15.215 | 11,6% |
| 15 | 14.961 | 9,2% |
| 16 | 14.940 | 7,6% |
| 17 | 14.940 | 6,3% |
| 18 | 14.940 | 5,3% |
| 19 | 14.940 | 4,5% |
| 20 | 14.940 | 3,9% |
| 21 | 14.940 | 3,4% |
| 22 | 14.940 | 2,9% |
| 23 | 14.940 | 2,6% |
| 24 | 14.940 | 2,2% |
| 25 | 7.470 | 1,0% |

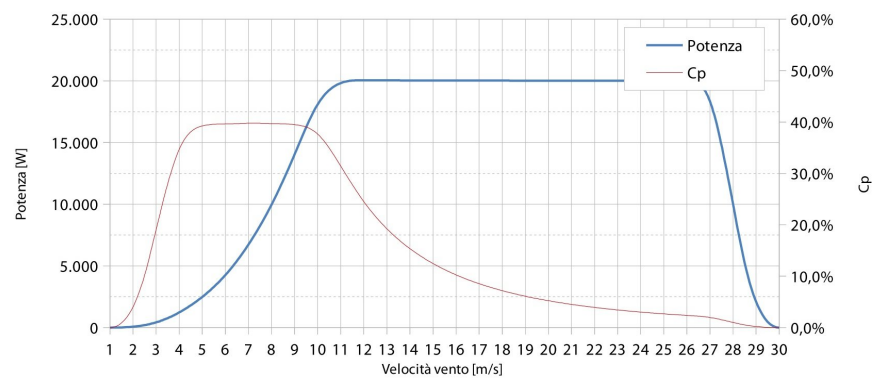


Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

| MODELLO | JIMP 20 |
|---------------------------------|-------------------------------|
| COSTRUTTORE | Jonica Impianti – Italia (FG) |
| ROTORE | |
| Tipo | HAWT – upwind |
| N. pale | 3 |
| Diametro [m] | 10 |
| Area spazzata [m ²] | 78,5 |
| V. rotazione [rpm] | 178 |
| V. vento nominale | 11 |
| V. vento cut-in | 3,5 |
| V. vento cut-out | 25 |
| Tipo controllo | controllo di passo attivo |
| Peso navicella [kg] | 800 |
| PALE | |
| Lunghezza [m] | - |
| Materiale | vetroresina |
| GENERATORE | |
| Potenza [kW] | 20 |
| Tensione nominale [V] | 120 V DC, 380 V AC |
| Tipo | Sincrono PMG |
| V. rotazione [rpm] | 800,0 |
| Trasmissione | assente |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | |
| Tipo | timone posteriore |
| SISTEMA DI FRENATURA | |
| Tipo | - |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | |
| Altezza [m] | 18-24 |
| Ingombro al suolo | - |
| Peso [kg] | - |
| PREZZO | |
| Turbina | - |
| Supporto | - |
| Tot. installato | € 66.000,00 |
| RUMORE | |
| Pressione sonora immessa | - |
| Pressione sonora a 25 m. | - |
| Pressione sonora a 60 m. | - |


FOTO


| CURVA DI POTENZA | | |
|------------------|-------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 319 | 19,3% |
| 4 | 1.160 | 37,3% |
| 5 | 2.405 | 39,6% |
| 6 | 4.130 | 39,6% |
| 7 | 6.598 | 39,8% |
| 8 | 9.800 | 39,7% |
| 9 | 13.937 | 39,6% |
| 10 | 18.628 | 38,7% |
| 11 | 20.062 | 31,4% |
| 12 | 20.052 | 24,2% |
| 13 | 20.044 | 19,0% |
| 14 | 20.038 | 15,2% |
| 15 | 20.033 | 12,4% |
| 16 | 20.029 | 10,2% |
| 17 | 20.026 | 8,5% |
| 18 | 20.023 | 7,1% |
| 19 | 20.021 | 6,1% |
| 20 | 20.019 | 5,2% |
| 21 | 20.017 | 4,5% |
| 22 | 20.016 | 3,9% |
| 23 | 20.014 | 3,4% |
| 24 | 20.013 | 3,0% |
| 25 | 20.012 | 2,7% |



Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

| MODELLO | | KGE-55 |
|--------------------------|-------------------------------|---------|
| COSTRUTTORE | | Klimeko |
| ROTORE | | |
| Tipo | HAWT – upwind | |
| N. pale | 3 | |
| Diametro [m] | 13,8 | |
| Area spazzata [m²] | 149,6 | |
| V. rotazione [rpm] | - | |
| V. vento nominale | 13 | |
| V. vento cut-in | 3 | |
| V. vento cut-out | 20 | |
| Tipo controllo | attivo | |
| Peso navicella [kg] | - | |
| PALE | | |
| Lunghezza [m] | - | |
| Materiale | - | |
| GENERATORE | | |
| Potenza [kW] | 50 | |
| Tensione nominale [V] | 400 | |
| Tipo | sincrono | |
| V. rotazione [rpm] | - | |
| Trasmissione | - | |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | | |
| Tipo | attivo (idraulico) | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | |
| Tipo | idraulico ed elettromagnetico | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | |
| Altezza [m] | - | |
| Ingombro al suolo | - | |
| Peso [kg] | - | |
| PREZZO | | |
| Turbina | - | |
| Supporto | - | |
| Tot. installato | - | |
| RUMORE | | |
| Pressione sonora immessa | - | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | |

| FOTO | | | |
|--|--|--|--|
|  | | | |

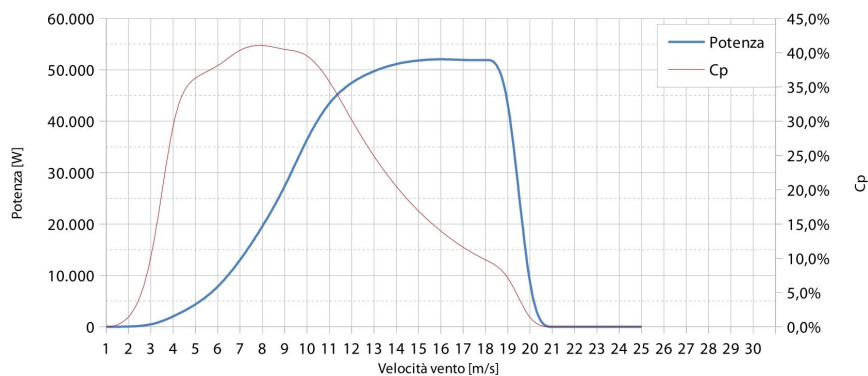
| CURVA DI POTENZA | | | |
|-------------------|----------------|-------|--|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp | |
| 1 | 0 | 0,0% | |
| 2 | 0 | 0,0% | |
| 3 | 143 | 5,8% | |
| 4 | 1.950 | 33,3% | |
| 5 | 4.197 | 36,7% | |
| 6 | 7.487 | 37,8% | |
| 7 | 12.798 | 40,7% | |
| 8 | 19.372 | 41,3% | |
| 9 | 26.957 | 40,4% | |
| 10 | 36.815 | 40,2% | |
| 11 | 44.021 | 36,1% | |
| 12 | 47.690 | 30,1% | |
| 13 | 49.843 | 24,8% | |
| 14 | 51.238 | 20,4% | |
| 15 | 51.875 | 16,8% | |
| 16 | 52.134 | 13,9% | |
| 17 | 51.887 | 11,5% | |
| 18 | 51.892 | 9,7% | |
| 19 | 52.025 | 8,3% | |
| 20 | 0 | 0,0% | |
| 21 | 0 | 0,0% | |
| 22 | 0 | 0,0% | |
| 23 | 0 | 0,0% | |
| 24 | 0 | 0,0% | |
| 25 | 0 | 0,0% | |

FOTO



CURVA DI POTENZA

| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
|----------------|-------------|-------|
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 143 | 5,8% |
| 4 | 1.950 | 33,3% |
| 5 | 4.197 | 36,7% |
| 6 | 7.487 | 37,8% |
| 7 | 12.798 | 40,7% |
| 8 | 19.372 | 41,3% |
| 9 | 26.957 | 40,4% |
| 10 | 36.815 | 40,2% |
| 11 | 44.021 | 36,1% |
| 12 | 47.690 | 30,1% |
| 13 | 49.843 | 24,8% |
| 14 | 51.238 | 20,4% |
| 15 | 51.875 | 16,8% |
| 16 | 52.134 | 13,9% |
| 17 | 51.887 | 11,5% |
| 18 | 51.892 | 9,7% |
| 19 | 52.025 | 8,3% |
| 20 | 0 | 0,0% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |



MODELLO

COSTRUTTORE

LIBELLULA 55

Aria srl

ROTORE

Tipo

HAWT – upwind

N. pale

2

Diametro [m]

18

Area spazzata [m²]

254,5

V. rotazione [rpm]

-

V. vento nominale

11

V. vento cut-in

3

V. vento cut-out

25

Tipo controllo

passivo, angolo pale e rotore fuori vento

Peso navicella [kg]

2.500

PALE

Lunghezza [m]

-

Materiale

resina e fibra di vetro

GENERATORE

Potenza [kW]

55

Tensione nominale [V]

400

Tipo

Asincrono 4 poli

V. rotazione [rpm]

-

Trasmissione

doppio stadio con rapporto 1:20

SISTEMA DI ORIENTAMENTO

Tipo

imbardata elettronica

SISTEMA DI FRENATURA

Tipo

-

STRUTTURA DI SUPPORTO

Altezza [m]

24-30

Ingombro al suolo

-

Peso [kg]

-

PREZZO

Turbina

-

Supporto

-

Tot. installato

€ 157.000,00

RUMORE

Pressione sonora immessa

95 dB


Pressione sonora a 25 m.

-

Pressione sonora a 60 m.

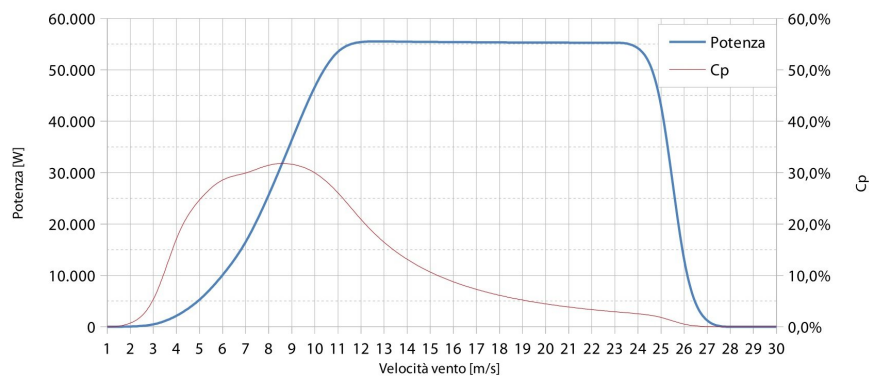
-

FOTO




CURVA DI POTENZA

| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
|----------------|-------------|-------|
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 140 | 2,6% |
| 4 | 1.952 | 18,8% |
| 5 | 4.947 | 25,0% |
| 6 | 9.894 | 29,2% |
| 7 | 15.928 | 29,6% |
| 8 | 25.459 | 31,8% |
| 9 | 36.308 | 31,9% |
| 10 | 47.328 | 30,4% |
| 11 | 54.534 | 26,3% |
| 12 | 55.581 | 20,7% |
| 13 | 55.516 | 16,2% |
| 14 | 55.464 | 13,0% |
| 15 | 55.423 | 10,6% |
| 16 | 55.389 | 8,7% |
| 17 | 55.361 | 7,2% |
| 18 | 55.337 | 6,1% |
| 19 | 55.317 | 5,2% |
| 20 | 55.300 | 4,4% |
| 21 | 55.286 | 3,8% |
| 22 | 55.273 | 3,3% |
| 23 | 55.262 | 2,9% |
| 24 | 55.253 | 2,6% |
| 25 | 48.930 | 2,0% |

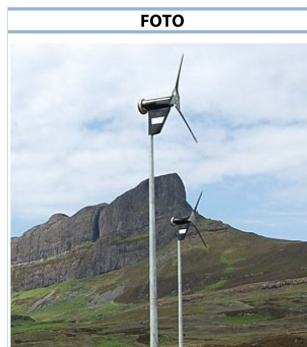


| MODELLO | | PROVEN 35 | |
|--------------------------|------------------------|-------------|--|
| COSTRUTTORE | | Proven – UK | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | HAWT – upwind | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 9,6 | | |
| Area spazzata [m²] | 72,4 | | |
| V. rotazione [rpm] | 150 | | |
| V. vento nominale | 12 | | |
| V. vento cut-in | 2,5 | | |
| V. vento cut-out | - | | |
| Tipo controllo | pale flessibili | | |
| Peso navicella [kg] | - | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | materiale composito | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 15 | | |
| Tensione nominale [V] | 300 | | |
| Tipo | PMG | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | assente | | |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | | | |
| Tipo | Timone di orientamento | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | passivo | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | 15-25 | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | - | | |
| Supporto | - | | |
| Tot. installato | € 50.000,00 | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

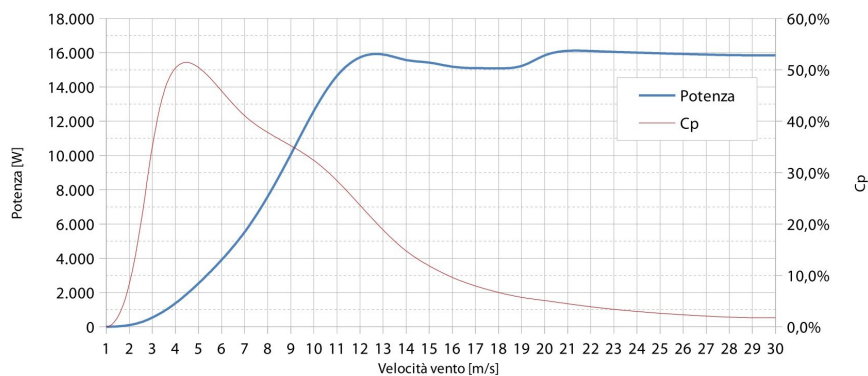
FOTO



| CURVA DI POTENZA | | | |
|-------------------|----------------|-------|--|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp | |
| 1 | 0 | 0,0% | |
| 2 | 0 | 0,0% | |
| 3 | 452 | 41,0% | |
| 4 | 1.323 | 52,5% | |
| 5 | 2.501 | 51,1% | |
| 6 | 3.867 | 45,9% | |
| 7 | 5.448 | 40,7% | |
| 8 | 7.537 | 37,7% | |
| 9 | 10.032 | 35,3% | |
| 10 | 12.691 | 32,6% | |
| 11 | 14.821 | 28,6% | |
| 12 | 15.883 | 23,6% | |
| 13 | 15.999 | 18,7% | |
| 14 | 15.496 | 14,5% | |
| 15 | 15.472 | 11,8% | |
| 16 | 15.137 | 9,5% | |
| 17 | 15.088 | 7,9% | |
| 18 | 15.098 | 6,7% | |
| 19 | 15.075 | 5,6% | |
| 20 | 15.949 | 5,1% | |
| 21 | 16.151 | 4,5% | |
| 22 | 16.097 | 3,9% | |
| 23 | 16.048 | 3,4% | |
| 24 | 16.004 | 3,0% | |
| 25 | 15.963 | 2,6% | |




| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|-------------|-------|--|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp | |
| 1 | 0 | 0,0% | |
| 2 | 0 | 0,0% | |
| 3 | 452 | 41,0% | |
| 4 | 1.323 | 52,5% | |
| 5 | 2.501 | 51,1% | |
| 6 | 3.867 | 45,9% | |
| 7 | 5.448 | 40,7% | |
| 8 | 7.537 | 37,7% | |
| 9 | 10.032 | 35,3% | |
| 10 | 12.691 | 32,6% | |
| 11 | 14.821 | 28,6% | |
| 12 | 15.883 | 23,6% | |
| 13 | 15.999 | 18,7% | |
| 14 | 15.496 | 14,5% | |
| 15 | 15.472 | 11,8% | |
| 16 | 15.137 | 9,5% | |
| 17 | 15.088 | 7,9% | |
| 18 | 15.098 | 6,7% | |
| 19 | 15.075 | 5,6% | |
| 20 | 15.949 | 5,1% | |
| 21 | 16.151 | 4,5% | |
| 22 | 16.097 | 3,9% | |
| 23 | 16.048 | 3,4% | |
| 24 | 16.004 | 3,0% | |
| 25 | 15.963 | 2,6% | |

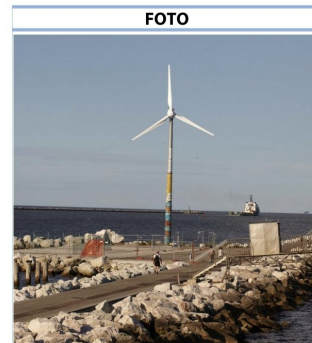


Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

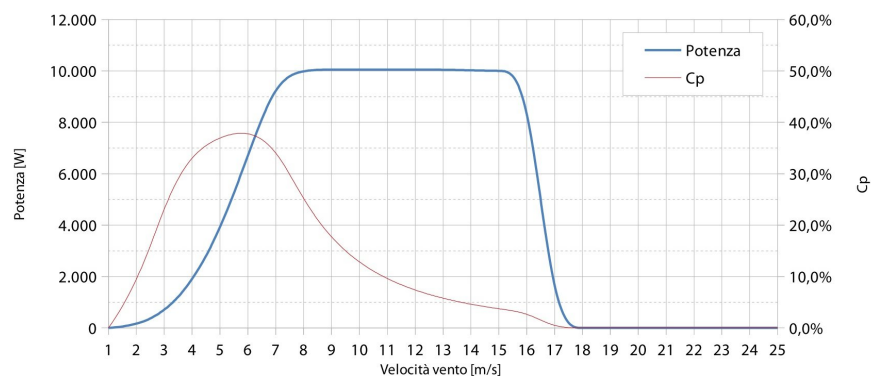
| MODELLO | | TN 535 | |
|--------------------------|--|--------------------------|--|
| COSTRUTTORE | | Tozzi Nord – Italia (TN) | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | HAWT – upwind | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 13,2 | | |
| Area spazzata [m²] | 136,8 | | |
| V. rotazione [rpm] | 68 | | |
| V. vento nominale | 7 | | |
| V. vento cut-in | 3,5 | | |
| V. vento cut-out | 16 | | |
| Tipo controllo | controllo attivo passo pala ed imbardata | | |
| Peso navicella [kg] | 1.200 | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | composito | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 10 | | |
| Tensione nominale [V] | 400 | | |
| Tipo | PMG | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | a cinghia | | |
| SISTEMA DI ORIENTAMENTO | | | |
| Tipo | attivo | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | di emergenza: passivo centrifugo | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | 18 o 24 | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | - | | |
| Supporto | - | | |
| Tot. installato | € 50.000,00 | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

| FOTO | | |
|--|--|--|
|  | | |

| CURVA DI POTENZA | | |
|-------------------|----------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 69 | 7,5% |
| 3 | 564 | 24,7% |
| 4 | 1.776 | 34,0% |
| 5 | 3.762 | 37,3% |
| 6 | 6.699 | 38,5% |
| 7 | 9.653 | 35,3% |
| 8 | 10.052 | 24,7% |
| 9 | 10.050 | 17,3% |
| 10 | 10.051 | 12,6% |
| 11 | 10.056 | 9,5% |
| 12 | 10.057 | 7,3% |
| 13 | 10.050 | 5,7% |
| 14 | 10.027 | 4,6% |
| 15 | 10.000 | 3,7% |
| 16 | 10.000 | 3,1% |
| 17 | 0 | 0,0% |
| 18 | 0 | 0,0% |
| 19 | 0 | 0,0% |
| 20 | 0 | 0,0% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |



| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|-------------|-------|--|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp | |
| 1 | 0 | 0,0% | |
| 2 | 69 | 7,5% | |
| 3 | 564 | 24,7% | |
| 4 | 1.776 | 34,0% | |
| 5 | 3.762 | 37,3% | |
| 6 | 6.699 | 38,5% | |
| 7 | 9.653 | 35,3% | |
| 8 | 10.052 | 24,7% | |
| 9 | 10.050 | 17,3% | |
| 10 | 10.051 | 12,6% | |
| 11 | 10.056 | 9,5% | |
| 12 | 10.057 | 7,3% | |
| 13 | 10.050 | 5,7% | |
| 14 | 10.027 | 4,6% | |
| 15 | 10.000 | 3,7% | |
| 16 | 10.000 | 3,1% | |
| 17 | 0 | 0,0% | |
| 18 | 0 | 0,0% | |
| 19 | 0 | 0,0% | |
| 20 | 0 | 0,0% | |
| 21 | 0 | 0,0% | |
| 22 | 0 | 0,0% | |
| 23 | 0 | 0,0% | |
| 24 | 0 | 0,0% | |
| 25 | 0 | 0,0% | |




Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

Schede tecniche fornitori VAWT

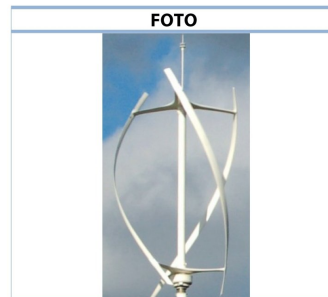
Di seguito si riportano le schede tecniche dei principali aerogeneratori ad asse verticale presi in esame all'interno del presente lavoro. Tutti i dati riportati sono tratti dalle schede tecniche fornite dai produttori attraverso il loro materiale informativo o i rispettivi siti web.

| MODELLO | | QR5 | |
|--------------------------|-------------|-----------------|--|
| COSTRUTTORE | | Quiterevolution | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | VAWT | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 3,1 | | |
| Altezza [m] | 5,0 | | |
| Area spazzata [m²] | 15,5 | | |
| V. rotazione [rpm] | 400 | | |
| V. vento nominale | 13 | | |
| V. vento cut-in | 3 | | |
| V. vento cut-out | 18 | | |
| Tipo controllo | - | | |
| Peso rotore [kg] | 450 | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | GPRS | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 5 | | |
| Tensione nominale [V] | 220 | | |
| Tipo | - | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | diretta | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | - | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | 6 | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | € 30.000,00 | | |
| Supporto | € 7.000,00 | | |
| Tot. installato | € 42.000,00 | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

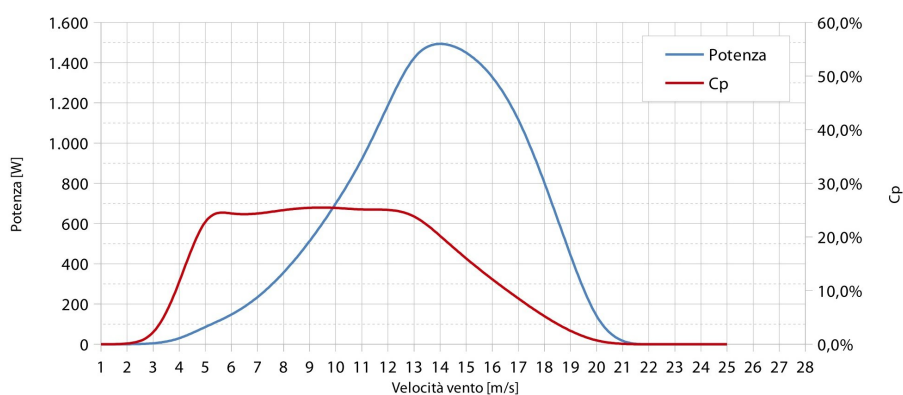
FOTO



| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|---------|----|-------|
| V. vento | Potenza | Cp | |
| [m/s] | [W] | | |
| 1 | 0 | | 0,0% |
| 2 | 0 | | 0,0% |
| 3 | 0 | | 0,0% |
| 4 | 32 | | 5,0% |
| 5 | 183 | | 17,2% |
| 6 | 403 | | 22,2% |
| 7 | 694 | | 24,1% |
| 8 | 1.108 | | 25,9% |
| 9 | 1.688 | | 27,7% |
| 10 | 2.339 | | 28,0% |
| 11 | 3.112 | | 28,0% |
| 12 | 4.103 | | 28,5% |
| 13 | 5.274 | | 28,8% |
| 14 | 6.233 | | 27,3% |
| 15 | 6.298 | | 22,4% |
| 16 | 6.385 | | 18,7% |
| 17 | 0 | | 0,0% |
| 18 | 0 | | 0,0% |
| 19 | 0 | | 0,0% |
| 20 | 0 | | 0,0% |
| 21 | 0 | | 0,0% |
| 22 | 0 | | 0,0% |
| 23 | 0 | | 0,0% |
| 24 | 0 | | 0,0% |
| 25 | 0 | | 0,0% |




| CURVA DI POTENZA | | |
|------------------|-------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 0 | 0,0% |
| 4 | 32 | 5,0% |
| 5 | 183 | 17,2% |
| 6 | 403 | 22,2% |
| 7 | 694 | 24,1% |
| 8 | 1.108 | 25,9% |
| 9 | 1.688 | 27,7% |
| 10 | 2.339 | 28,0% |
| 11 | 3.112 | 28,0% |
| 12 | 4.103 | 28,5% |
| 13 | 5.274 | 28,8% |
| 14 | 6.233 | 27,3% |
| 15 | 6.298 | 22,4% |
| 16 | 6.385 | 18,7% |
| 17 | 0 | 0,0% |
| 18 | 0 | 0,0% |
| 19 | 0 | 0,0% |
| 20 | 0 | 0,0% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |



| MODELLO | | WT1kW |
|--------------------------|------------|--------|
| COSTRUTTORE | | Pramac |
| ROTORE | | |
| Tipo | VAWT | |
| N. pale | 3 | |
| Diametro [m] | 1,4 | |
| Altezza [m] | 1,4 | |
| Area spazzata [m²] | 1,96 | |
| V. rotazione [rpm] | 415 | |
| V. vento nominale | 14 | |
| V. vento cut-in | 3 | |
| V. vento cut-out | 20 | |
| Tipo controllo | passivo | |
| Peso rotore [kg] | 65 | |
| PALE | | |
| Lunghezza [m] | - | |
| Materiale | composito | |
| GENERATORE | | |
| Potenza [kW] | 1,5 | |
| Tensione nominale [V] | 220 | |
| Tipo | MP | |
| V. rotazione [rpm] | - | |
| Trasmissione | diretta | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | |
| Tipo | - | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | |
| Altezza [m] | 3-6 | |
| Ingombro al suolo | - | |
| Peso [kg] | - | |
| PREZZO | | |
| Turbina | € 2.500,00 | |
| Supporto | - | |
| Tot. installato | - | |
| RUMORE | | |
| Pressione sonora immessa | 72 db(A) | |
| Pressione sonora a 25 m. | 52 db(A) | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | |

FOTO



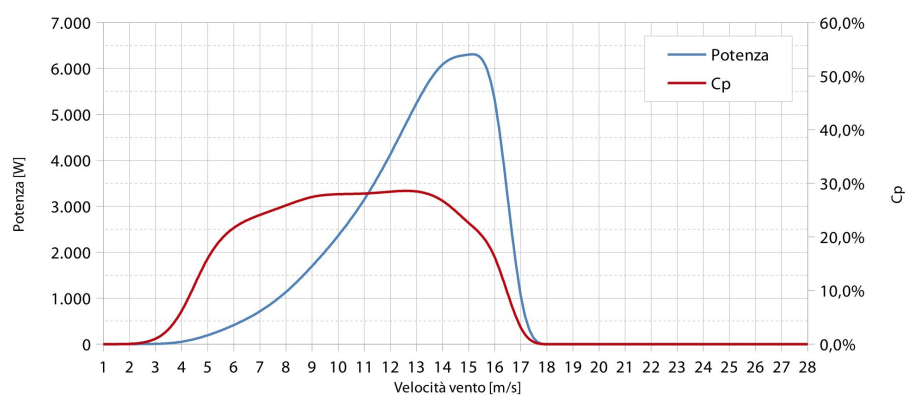
| CURVA DI POTENZA | | |
|-------------------|----------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 5 | 48,6% |
| 3 | 17 | 49,9% |
| 4 | 33 | 40,3% |
| 5 | 57 | 35,5% |
| 6 | 81 | 29,1% |
| 7 | 132 | 29,9% |
| 8 | 205 | 31,2% |
| 9 | 296 | 31,6% |
| 10 | 408 | 31,7% |
| 11 | 548 | 32,0% |
| 12 | 697 | 31,3% |
| 13 | 858 | 30,4% |
| 14 | 995 | 28,2% |
| 15 | 995 | 22,9% |
| 16 | 0 | 0,0% |
| 17 | 0 | 0,0% |
| 18 | 0 | 0,0% |
| 19 | 0 | 0,0% |
| 20 | 0 | 0,0% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |

FOTO




CURVA DI POTENZA

| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
|-------------------|----------------|-------|
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 5 | 48,6% |
| 3 | 17 | 49,9% |
| 4 | 33 | 40,3% |
| 5 | 57 | 35,5% |
| 6 | 81 | 29,1% |
| 7 | 132 | 29,9% |
| 8 | 205 | 31,2% |
| 9 | 296 | 31,6% |
| 10 | 408 | 31,7% |
| 11 | 548 | 32,0% |
| 12 | 697 | 31,3% |
| 13 | 858 | 30,4% |
| 14 | 995 | 28,2% |
| 15 | 995 | 22,9% |
| 16 | 0 | 0,0% |
| 17 | 0 | 0,0% |
| 18 | 0 | 0,0% |
| 19 | 0 | 0,0% |
| 20 | 0 | 0,0% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |

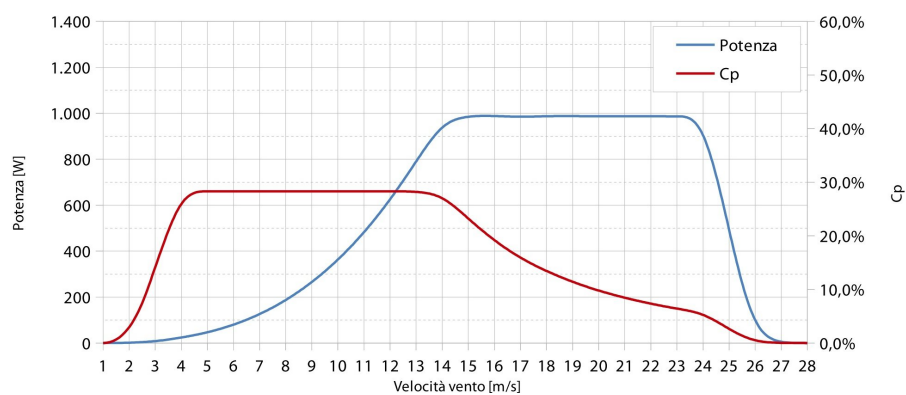


| MODELLO | | Easy Vertical | |
|--------------------------|-----------|-----------------------|--|
| COSTRUTTORE | | Ropatec – Italia (BZ) | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | VAWT | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 1,8 | | |
| Altezza [m] | 2,0 | | |
| Area spazzata [m²] | 3,6 | | |
| V. rotazione [rpm] | 350 | | |
| V. vento nominale | 14 | | |
| V. vento cut-in | 3 | | |
| V. vento cut-out | - | | |
| Tipo controllo | - | | |
| Peso rotore [kg] | - | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | alluminio | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 1 | | |
| Tensione nominale [V] | 220 | | |
| Tipo | PMG | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | diretta | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | - | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | 11 | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | - | | |
| Supporto | - | | |
| Tot. installato | - | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

FOTO



| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|---------|-------|--|
| V. vento | Potenza | Cp | |
| [m/s] | [W] | | |
| 1 | 0 | 0,0% | |
| 2 | 0 | 0,0% | |
| 3 | 6 | 14,1% | |
| 4 | 23 | 28,3% | |
| 5 | 45 | 28,3% | |
| 6 | 78 | 28,3% | |
| 7 | 124 | 28,3% | |
| 8 | 184 | 28,3% | |
| 9 | 262 | 28,3% | |
| 10 | 359 | 28,3% | |
| 11 | 478 | 28,3% | |
| 12 | 621 | 28,3% | |
| 13 | 789 | 28,3% | |
| 14 | 961 | 27,6% | |
| 15 | 990 | 23,2% | |
| 16 | 989 | 19,1% | |
| 17 | 984 | 15,8% | |
| 18 | 988 | 13,4% | |
| 19 | 988 | 11,4% | |
| 20 | 987 | 9,7% | |
| 21 | 987 | 8,4% | |
| 22 | 987 | 7,3% | |
| 23 | 987 | 6,4% | |
| 24 | 987 | 5,6% | |
| 25 | 493 | 2,6% | |



| MODELLO | | Simply Vertical | |
|--------------------------|-------------|-----------------------|--|
| COSTRUTTORE | | Ropatec – Italia (BZ) | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | VAWT | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 3,3 | | |
| Altezza [m] | 2,0 | | |
| Area spazzata [m²] | 6,6 | | |
| V. rotazione [rpm] | 350 | | |
| V. vento nominale | 14 | | |
| V. vento cut-in | 3 | | |
| V. vento cut-out | - | | |
| Tipo controllo | - | | |
| Peso rotore [kg] | - | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | alluminio | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 3 | | |
| Tensione nominale [V] | 220 | | |
| Tipo | PMG | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | diretta | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | - | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | 11 | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | € 14.800,00 | | |
| Supporto | € 3.200,00 | | |
| Tot. installato | € 21.600,00 | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

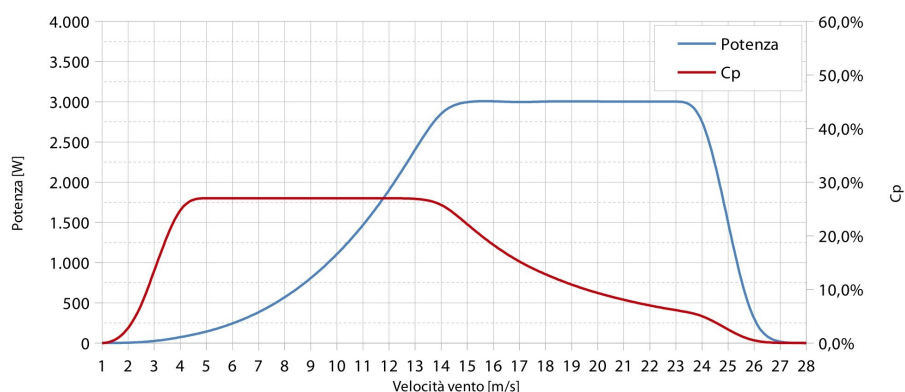
FOTO

| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|---------|----|-------|
| V. vento | Potenza | Cp | |
| [m/s] | [W] | | |
| 1 | 0 | | 0,0% |
| 2 | 0 | | 0,0% |
| 3 | 19 | | 13,5% |
| 4 | 71 | | 27,0% |
| 5 | 137 | | 27,0% |
| 6 | 237 | | 27,0% |
| 7 | 376 | | 27,0% |
| 8 | 560 | | 27,0% |
| 9 | 798 | | 27,0% |
| 10 | 1.094 | | 27,0% |
| 11 | 1.455 | | 27,0% |
| 12 | 1.889 | | 27,0% |
| 13 | 2.401 | | 27,0% |
| 14 | 2.924 | | 26,4% |
| 15 | 3.010 | | 22,1% |
| 16 | 3.008 | | 18,2% |
| 17 | 2.992 | | 15,1% |
| 18 | 3.005 | | 12,8% |
| 19 | 3.004 | | 10,8% |
| 20 | 3.003 | | 9,3% |
| 21 | 3.003 | | 8,0% |
| 22 | 3.002 | | 7,0% |
| 23 | 3.001 | | 6,1% |
| 24 | 3.001 | | 5,4% |
| 25 | 1.500 | | 2,4% |



CURVA DI POTENZA

| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
|----------------|-------------|-------|
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 19 | 13,5% |
| 4 | 71 | 27,0% |
| 5 | 137 | 27,0% |
| 6 | 237 | 27,0% |
| 7 | 376 | 27,0% |
| 8 | 560 | 27,0% |
| 9 | 798 | 27,0% |
| 10 | 1.094 | 27,0% |
| 11 | 1.455 | 27,0% |
| 12 | 1.889 | 27,0% |
| 13 | 2.401 | 27,0% |
| 14 | 2.924 | 26,4% |
| 15 | 3.010 | 22,1% |
| 16 | 3.008 | 18,2% |
| 17 | 2.992 | 15,1% |
| 18 | 3.005 | 12,8% |
| 19 | 3.004 | 10,8% |
| 20 | 3.003 | 9,3% |
| 21 | 3.003 | 8,0% |
| 22 | 3.002 | 7,0% |
| 23 | 3.001 | 6,1% |
| 24 | 3.001 | 5,4% |
| 25 | 1.500 | 2,4% |

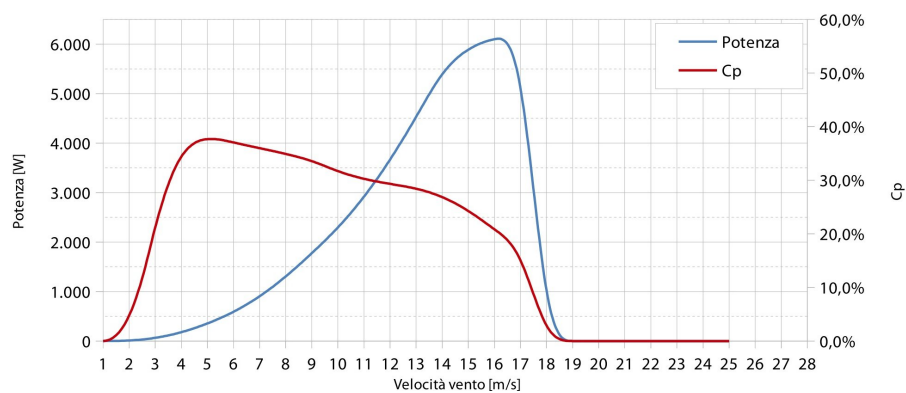


Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

| MODELLO | | Maxi Vertical | |
|--------------------------|-------------|-----------------------|--|
| COSTRUTTORE | | Ropatec – Italia (BZ) | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | VAWT | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 4,7 | | |
| Altezza [m] | 2,5 | | |
| Area spazzata [m²] | 11,75 | | |
| V. rotazione [rpm] | 350 | | |
| V. vento nominale | 14 | | |
| V. vento cut-in | 3 | | |
| V. vento cut-out | - | | |
| Tipo controllo | - | | |
| Peso rotore [kg] | - | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | alluminio | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 6 | | |
| Tensione nominale [V] | 220 | | |
| Tipo | PMG 32 poli | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | diretta | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | - | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | 11 | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | € 19.600,00 | | |
| Supporto | € 4.000,00 | | |
| Tot. installato | € 28.320,00 | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |


FOTO

| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|---------|----|-------|
| V. vento | Potenza | Cp | |
| [m/s] | [W] | | |
| 1 | 0 | | 0,0% |
| 2 | 0 | | 0,0% |
| 3 | 50 | | 23,3% |
| 4 | 169 | | 36,2% |
| 5 | 346 | | 38,2% |
| 6 | 578 | | 37,0% |
| 7 | 890 | | 36,0% |
| 8 | 1.291 | | 34,9% |
| 9 | 1.771 | | 33,7% |
| 10 | 2.275 | | 31,6% |
| 11 | 2.894 | | 30,2% |
| 12 | 3.646 | | 29,3% |
| 13 | 4.514 | | 28,5% |
| 14 | 5.471 | | 27,0% |
| 15 | 5.930 | | 24,4% |
| 16 | 6.128 | | 20,8% |
| 17 | 6.145 | | 17,4% |
| 18 | 0 | | 0,0% |
| 19 | 0 | | 0,0% |
| 20 | 0 | | 0,0% |
| 21 | 0 | | 0,0% |
| 22 | 0 | | 0,0% |
| 23 | 0 | | 0,0% |
| 24 | 0 | | 0,0% |
| 25 | 0 | | 0,0% |

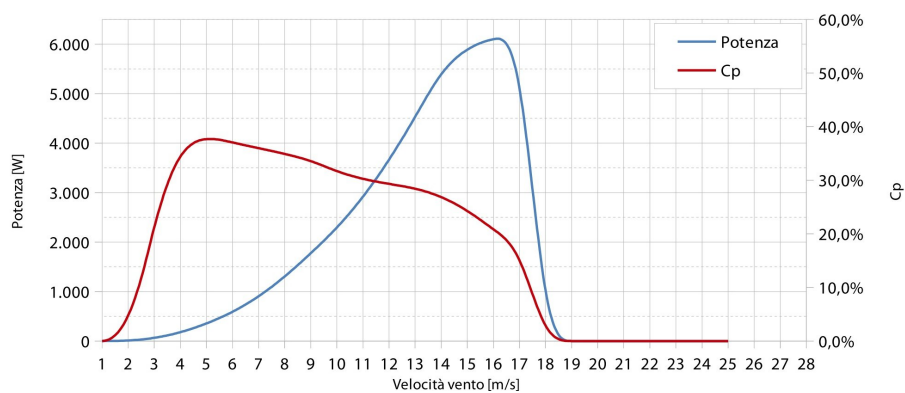


| MODELLO | | Big Star Vertical | |
|--------------------------|-------------|-----------------------|--|
| COSTRUTTORE | | Ropatec – Italia (BZ) | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | VAWT | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 8,5 | | |
| Altezza [m] | 4,3 | | |
| Area spazzata [m²] | 36,55 | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| V. vento nominale | 14 | | |
| V. vento cut-in | 3 | | |
| V. vento cut-out | - | | |
| Tipo controllo | - | | |
| Peso rotore [kg] | 2.600 | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | alluminio | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 20 | | |
| Tensione nominale [V] | 220 | | |
| Tipo | PMG 80 poli | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | diretta | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | - | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | - | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | € 54.000,00 | | |
| Supporto | € 6.000,00 | | |
| Tot. installato | € 63.000,00 | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

FOTO




| CURVA DI POTENZA | | |
|-------------------|----------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 149 | 18,9% |
| 4 | 967 | 65,7% |
| 5 | 1.490 | 51,7% |
| 6 | 2.211 | 44,4% |
| 7 | 3.269 | 41,3% |
| 8 | 4.641 | 39,3% |
| 9 | 6.351 | 37,8% |
| 10 | 8.345 | 36,2% |
| 11 | 10.999 | 35,8% |
| 12 | 14.281 | 35,8% |
| 13 | 17.868 | 35,3% |
| 14 | 19.677 | 31,2% |
| 15 | 20.022 | 25,8% |
| 16 | 20.029 | 21,3% |
| 17 | 20.026 | 17,7% |
| 18 | 5.217 | 4,1% |
| 19 | 0 | 0,0% |
| 20 | 0 | 0,0% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |



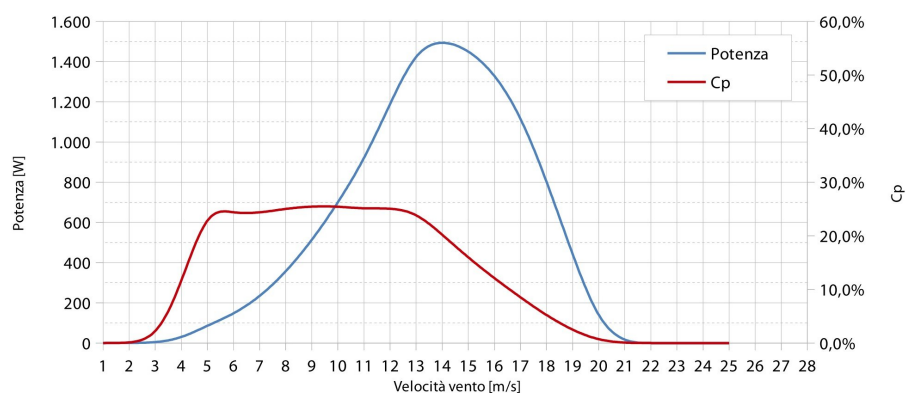
Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

| MODELLO | | TN 1.5 | |
|--------------------------|------------------|--------------------------|--|
| COSTRUTTORE | | Tozzi Nord – Italia (TN) | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | VAWT | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 1,8 | | |
| Altezza [m] | 2,5 | | |
| Area spazzata [m²] | 4,5 | | |
| V. rotazione [rpm] | 350 | | |
| V. vento nominale | 13 | | |
| V. vento cut-in | 4 | | |
| V. vento cut-out | 20 | | |
| Tipo controllo | - | | |
| Peso rotore [kg] | - | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | composito | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 1,5 | | |
| Tensione nominale [V] | 220 | | |
| Tipo | PMG | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | diretta | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | elettromeccanico | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | 3 o 6 | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | - | | |
| Supporto | - | | |
| Tot. installato | € 15.000,00 | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

FOTO




| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|---------|-------|--|
| V. vento | Potenza | Cp | |
| [m/s] | [W] | | |
| 1 | 0 | 0,0% | |
| 2 | 0 | 0,0% | |
| 3 | 0 | 0,0% | |
| 4 | 23 | 11,1% | |
| 5 | 87 | 25,4% | |
| 6 | 143 | 24,2% | |
| 7 | 228 | 24,3% | |
| 8 | 351 | 25,1% | |
| 9 | 508 | 25,5% | |
| 10 | 696 | 25,5% | |
| 11 | 909 | 25,0% | |
| 12 | 1.189 | 25,2% | |
| 13 | 1.459 | 24,4% | |
| 14 | 1.510 | 20,2% | |
| 15 | 1.461 | 15,9% | |
| 16 | 1.344 | 12,1% | |
| 17 | 1.135 | 8,5% | |
| 18 | 811 | 5,1% | |
| 19 | 437 | 2,4% | |
| 20 | 102 | 0,5% | |
| 21 | 0 | 0,0% | |
| 22 | 0 | 0,0% | |
| 23 | 0 | 0 | |
| 24 | 0 | 0 | |
| 25 | 0 | 0 | |



| MODELLO | | TURBY | |
|--------------------------|-------------|-------|--|
| COSTRUTTORE | | Turby | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | VAWT | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 2 | | |
| Altezza [m] | 2,6 | | |
| Area spazzata [m²] | 5,2 | | |
| V. rotazione [rpm] | 400 | | |
| V. vento nominale | 14 | | |
| V. vento cut-in | 3 | | |
| V. vento cut-out | - | | |
| Tipo controllo | - | | |
| Peso rotore [kg] | - | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | alluminio | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 2,5 | | |
| Tensione nominale [V] | 220 | | |
| Tipo | - | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | diretta | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | - | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | 6 | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | - | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | € 11.700,00 | | |
| Supporto | € 2.700,00 | | |
| Tot. installato | € 17.400,00 | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | - | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

FOTO



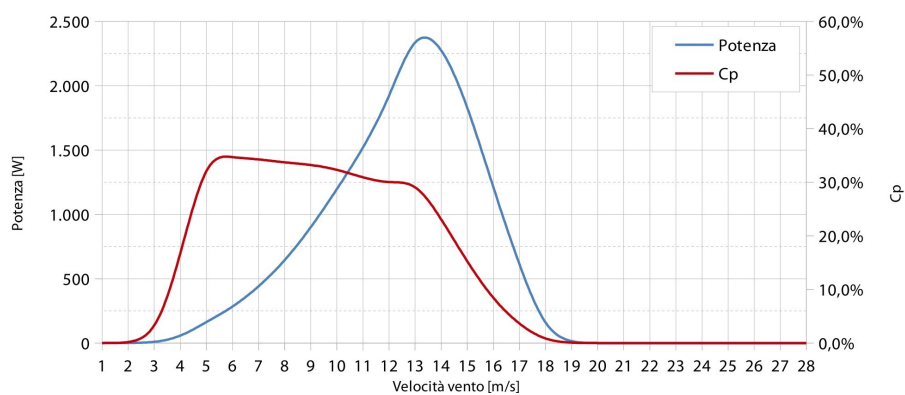
| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|---------|-------|--|
| V. vento | Potenza | Cp | |
| [m/s] | [W] | | |
| 1 | 0 | 0,0% | |
| 2 | 0 | 0,0% | |
| 3 | 0 | 0,0% | |
| 4 | 46 | 16,3% | |
| 5 | 164 | 35,4% | |
| 6 | 276 | 34,6% | |
| 7 | 434 | 34,3% | |
| 8 | 635 | 33,7% | |
| 9 | 893 | 33,3% | |
| 10 | 1.194 | 32,4% | |
| 11 | 1.507 | 30,8% | |
| 12 | 1.895 | 29,8% | |
| 13 | 2.445 | 30,3% | |
| 14 | 2.336 | 23,3% | |
| 15 | 1.857 | 15,1% | |
| 16 | 1.205 | 8,1% | |
| 17 | 595 | 3,3% | |
| 18 | 91 | 0,4% | |
| 19 | 0 | 0,0% | |
| 20 | 0 | 0,0% | |
| 21 | 0 | 0,0% | |
| 22 | 0 | 0,0% | |
| 23 | 0 | 0,0% | |
| 24 | 0 | 0,0% | |
| 25 | 0 | 0,0% | |

FOTO




CURVA DI POTENZA

| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
|-------------------|----------------|-------|
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 0 | 0,0% |
| 4 | 46 | 16,3% |
| 5 | 164 | 35,4% |
| 6 | 276 | 34,6% |
| 7 | 434 | 34,3% |
| 8 | 635 | 33,7% |
| 9 | 893 | 33,3% |
| 10 | 1.194 | 32,4% |
| 11 | 1.507 | 30,8% |
| 12 | 1.895 | 29,8% |
| 13 | 2.445 | 30,3% |
| 14 | 2.336 | 23,3% |
| 15 | 1.857 | 15,1% |
| 16 | 1.205 | 8,1% |
| 17 | 595 | 3,3% |
| 18 | 91 | 0,4% |
| 19 | 0 | 0,0% |
| 20 | 0 | 0,0% |
| 21 | 0 | 0,0% |
| 22 | 0 | 0,0% |
| 23 | 0 | 0,0% |
| 24 | 0 | 0,0% |
| 25 | 0 | 0,0% |



| MODELLO | | UGT 3kW | |
|--------------------------|-----------|---------|--|
| COSTRUTTORE | | Ugt | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | VAWT | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 3 | | |
| Altezza [m] | 3,6 | | |
| Area spazzata [m²] | 10,8 | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| V. vento nominale | 12 | | |
| V. vento cut-in | 4 | | |
| V. vento cut-out | 25 | | |
| Tipo controllo | - | | |
| Peso rotore [kg] | 500 | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | alluminio | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 3 | | |
| Tensione nominale [V] | 220 | | |
| Tipo | PM DC | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | diretta | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | - | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | - | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | 330 | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | | | |
| Supporto | | | |
| Tot. installato | | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | <32 db | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

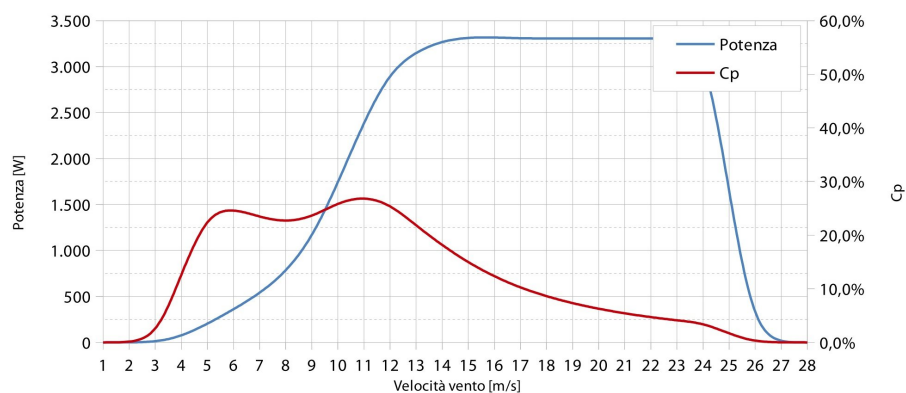
FOTO



| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|---------|----|-------|
| V. vento | Potenza | Cp | |
| [m/s] | [W] | | |
| 1 | 0 | | 0,0% |
| 2 | 0 | | 0,0% |
| 3 | 0 | | 0,0% |
| 4 | 66 | | 12,9% |
| 5 | 200 | | 24,1% |
| 6 | 359 | | 25,0% |
| 7 | 531 | | 23,4% |
| 8 | 762 | | 22,4% |
| 9 | 1.131 | | 23,4% |
| 10 | 1.730 | | 26,1% |
| 11 | 2.404 | | 27,3% |
| 12 | 2.945 | | 25,8% |
| 13 | 3.163 | | 21,8% |
| 14 | 3.280 | | 18,1% |
| 15 | 3.318 | | 14,9% |
| 16 | 3.318 | | 12,3% |
| 17 | 3.307 | | 10,2% |
| 18 | 3.306 | | 8,6% |
| 19 | 3.306 | | 7,3% |
| 20 | 3.306 | | 6,3% |
| 21 | 3.306 | | 5,4% |
| 22 | 3.306 | | 4,7% |
| 23 | 3.306 | | 4,1% |
| 24 | 3.306 | | 3,6% |
| 25 | 1.653 | | 1,6% |




| CURVA DI POTENZA | | |
|------------------|-------------|-------|
| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 0 | 0,0% |
| 4 | 66 | 12,9% |
| 5 | 200 | 24,1% |
| 6 | 359 | 25,0% |
| 7 | 531 | 23,4% |
| 8 | 762 | 22,4% |
| 9 | 1.131 | 23,4% |
| 10 | 1.730 | 26,1% |
| 11 | 2.404 | 27,3% |
| 12 | 2.945 | 25,8% |
| 13 | 3.163 | 21,8% |
| 14 | 3.280 | 18,1% |
| 15 | 3.318 | 14,9% |
| 16 | 3.318 | 12,3% |
| 17 | 3.307 | 10,2% |
| 18 | 3.306 | 8,6% |
| 19 | 3.306 | 7,3% |
| 20 | 3.306 | 6,3% |
| 21 | 3.306 | 5,4% |
| 22 | 3.306 | 4,7% |
| 23 | 3.306 | 4,1% |
| 24 | 3.306 | 3,6% |
| 25 | 1.653 | 1,6% |



| MODELLO | | WE 4kW | |
|--------------------------|-----------|------------|--|
| COSTRUTTORE | | Windenergy | |
| ROTORE | | | |
| Tipo | VAWT | | |
| N. pale | 3 | | |
| Diametro [m] | 2 | | |
| Altezza [m] | 3,5 | | |
| Area spazzata [m²] | 7 | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| V. vento nominale | 12 | | |
| V. vento cut-in | 4 | | |
| V. vento cut-out | 25 | | |
| Tipo controllo | - | | |
| Peso rotore [kg] | 190 | | |
| PALE | | | |
| Lunghezza [m] | - | | |
| Materiale | alluminio | | |
| GENERATORE | | | |
| Potenza [kW] | 4 | | |
| Tensione nominale [V] | 220 | | |
| Tipo | MP | | |
| V. rotazione [rpm] | - | | |
| Trasmissione | diretta | | |
| SISTEMA DI FRENATURA | | | |
| Tipo | - | | |
| STRUTTURA DI SUPPORTO | | | |
| Altezza [m] | - | | |
| Ingombro al suolo | - | | |
| Peso [kg] | 300 | | |
| PREZZO | | | |
| Turbina | | | |
| Supporto | | | |
| Tot. installato | | | |
| RUMORE | | | |
| Pressione sonora immessa | - | | |
| Pressione sonora a 25 m. | <32 db | | |
| Pressione sonora a 60 m. | - | | |

FOTO



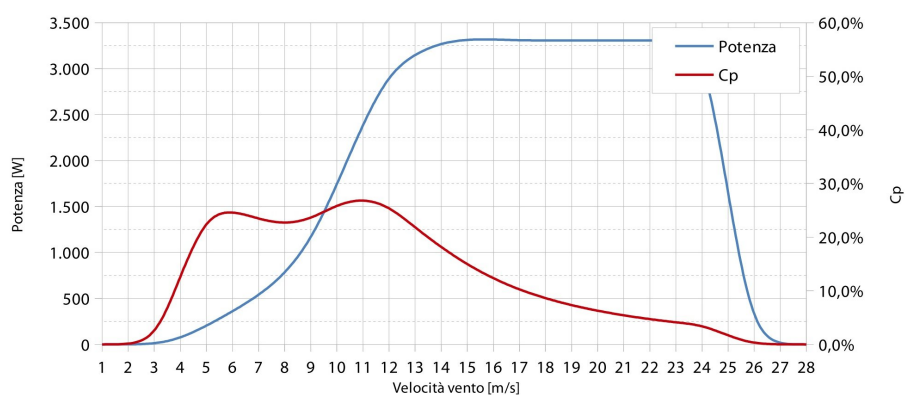
| CURVA DI POTENZA | | | |
|------------------|---------|----|-------|
| V. vento | Potenza | Cp | |
| [m/s] | [W] | | |
| 1 | 0 | | 0,0% |
| 2 | 0 | | 0,0% |
| 3 | 6 | | 4,1% |
| 4 | 68 | | 23,8% |
| 5 | 204 | | 37,5% |
| 6 | 390 | | 41,9% |
| 7 | 634 | | 42,9% |
| 8 | 971 | | 44,1% |
| 9 | 1.395 | | 44,5% |
| 10 | 1.909 | | 44,5% |
| 11 | 2.458 | | 43,0% |
| 12 | 2.995 | | 40,4% |
| 13 | 3.490 | | 37,1% |
| 14 | 4.008 | | 34,1% |
| 15 | 4.331 | | 30,0% |
| 16 | 4.128 | | 23,6% |
| 17 | 4.040 | | 19,2% |
| 18 | 4.016 | | 16,1% |
| 19 | 4.012 | | 13,7% |
| 20 | 4.012 | | 11,7% |
| 21 | 4.011 | | 10,1% |
| 22 | 4.011 | | 8,8% |
| 23 | 4.011 | | 7,7% |
| 24 | 4.011 | | 6,8% |
| 25 | 1.033 | | 1,6% |

FOTO



CURVA DI POTENZA

| V. vento [m/s] | Potenza [W] | Cp |
|-------------------|----------------|-------|
| 1 | 0 | 0,0% |
| 2 | 0 | 0,0% |
| 3 | 6 | 4,1% |
| 4 | 68 | 23,8% |
| 5 | 204 | 37,5% |
| 6 | 390 | 41,9% |
| 7 | 634 | 42,9% |
| 8 | 971 | 44,1% |
| 9 | 1.395 | 44,5% |
| 10 | 1.909 | 44,5% |
| 11 | 2.458 | 43,0% |
| 12 | 2.995 | 40,4% |
| 13 | 3.490 | 37,1% |
| 14 | 4.008 | 34,1% |
| 15 | 4.331 | 30,0% |
| 16 | 4.128 | 23,6% |
| 17 | 4.040 | 19,2% |
| 18 | 4.016 | 16,1% |
| 19 | 4.012 | 13,7% |
| 20 | 4.012 | 11,7% |
| 21 | 4.011 | 10,1% |
| 22 | 4.011 | 8,8% |
| 23 | 4.011 | 7,7% |
| 24 | 4.011 | 6,8% |
| 25 | 1.033 | 1,6% |



Tesi di dottorato di Enrico Lambertini, discussa presso l'Università degli Studi di Udine

Nomenclatura

ρ : densità dell'aria [kg/m^3]. Normalmente pari a $1,225 \text{ kg}/\text{m}^3$

VAWT: Vertical Axis Wind Turbine

HAWT: Horizontal Axis Wind Turbine

C_p : coefficiente di potenza del generatore eolico

A : area spazzata dal rotore

V : velocità del vento [m/s]

k : parametro di forma della distribuzione statistica di Weibull

c : parametro di scala della distribuzione statistica di Weibull [m/s]

Bibliografia

- [1] Awerbuch Shimon e Yang Spencer, Efficient electricity generating portfolios for Europe: maximising energy security and climate change mitigation, 2007.
- [2] ENEA, Francesco Gracceva, Mario Contaldi. SCENARI ENERGETICI ITALIANI: Valutazione di misure di politica energetica.
- [3] ENEA. QUADERNO L'efficienza energetica nel settore civile. 2011
- [4] Rezaie B, Esmailzadeh E, Dincer I. Renewable energy options for buildings: case studies. Energy and Buildings 2011.
- [5] Denoon R, Cochran B, Banks D, Wood G. Harvesting wind power from tall buildings. In: Congresso internazionale CTBUH. 2008.
- [6] Dursun Ayhan, Safak Saglam. A technical review of building-mounted wind power systems and a sample simulation model. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2011.
- [7] Bahaj AS, James PAB. Urban energy generation: the added value of photovoltaics in social housing. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2006.
- [8] Mithraratne N. Roof-top wind turbines for microgeneration in urban houses in New Zealand. Energy and Buildings 2009.
- [9] American Society of Home Inspectors (ASHI). Weldon R. Commercial Inspection Tips: The Building Envelope – How Does it Stack Up?. 2007.
<http://www.ashireporter.org/articles/articles.aspx?id=1253>
- [10] Breshears J, Briscoe C. The informed application of building-integrated wind power. In: 26th Conference on Passive and Low Energy Architecture. 2009.

- [11] A G Dutton, J A Halliday, M J Blanch. The Feasibility of Building-Mounted/Integrated Wind Turbines. 2005
- [12] IEA Energy Statistics. <http://www.iea.org/statist/index.htm>
- [13] ENVIRONMENT PARK. Eolico in ambiente urbano: Stato dell'arte. 2007. Versione italiana e adattamento di: ARENE IDF. (2006). Éoliennes en milieu urbain - état de l'art. Ile-de-France, I ed. 2004, aggiornamento 2006.
- [14] Parlamento Italiano. Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"
- [15] Parlamento Italiano. Legge 24 dicembre 2007, n. 244 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge Finanziaria 2008)", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 300 del 28 dicembre 2007 - Supplemento ordinario n. 285.
- [16] Ministero dello Sviluppo Economico. Decreto 18 dicembre 2008 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244".
- [17] Parlamento Italiano. Decreto Legislativo 9 aprile 2008, n. 81 "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro".
- [18] AEEG ,Delibera ARG/elt 99/08: Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica" (TICA – Testo Integrato delle Connessioni Attive).
- [19] AEEG, Delibera ARG/elt 125/10: Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).
- [20] IEC: 61400-1
- [21] IEC: 61400-2 Design requirements for small wind turbines
- [22] IEC: 61400-3
- [23] IEC 61400-11 Acoustic noise measurement techniques

- [24] IEC 61400-12 Wind turbine power performance testing
- [25] IEC 61400-13 Measurement of mechanical loads
- [26] IEC 61400-14 Declaration of apparent sound power level and tonality values
- [27] IEC: 61400-21
- [28] IEC: 61400-25
- [29] Cesi Ricerca, Atlante Eolico d'Italia, 2002
- [30] ERSE, Gli impianti minieolici in Italia: macchine, quadro normativo, valutazioni tecnico-economiche, 2010
- [31] RSE, Indagini sperimentali su sistemi minieolici, 2011
- [32] GSE, Incentivazione delle fonti rinnovabili - Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2009
- [33] GSE, Incentivazione delle fonti rinnovabili - Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2010
- [34] prof. Rodolfo Pallabazzer, Sistemi eolici, Università di Trento
- [35] American Wind Energy Association (AWEA). <http://www.awea.org>
- [36] International Energy Agency (IEA). <http://www.iea.org>
- [37] Global Wind Energy Council (GWEC). <http://www.gwec.net>
- [38] British Wind Energy Association (BWEA). <http://www.bwea.com>
- [39] BRAUNHOLTZ. Public Attitudes to Windfarms – A Survey of Local Residents in Scotland. Edinburgh: Scottish Executive Social Research. 2009.
- [40] Regione Emilia-Romagna, ERMES Ambiente, <http://www.ermesambiente.it/parchi>
- [41] Progetto Europeo WICO - Wind of the Coast (POWER Programme - INTERREG IVC). <http://www.powerprogramme.eu>
- [42] Il Sole 24 Ore, Fiordalisi, 2009.
- [43] METI and NASA, ASTER GDEM Global DEM ver. 1. <http://www.ersdac.or.jp/GDEM/E/3.html>

- [44] Risoe DTU Danimarca. Wind Atlas Analysis and Application Program.
<http://www.wasp.dk>
- [45] EMD International A/S WindPro, <http://www.emd.dk>
- [46] AWEA. Small Wind Turbine Global Market Study. 2010
- [47] THELANDER, C. G., SMALLWOOD, K. S., & RUGGE, L.. Bird Risk Behaviors and Fatalities at the Altamont Pass Wind Resource Area. National Renewable Energy Laboratory. 2009
- [48] http://www.arpa.emr.it/sim/?osservazioni_e_dati/dexter
- [49] SIC-ZPS IT4040005: Alpesigola, Sasso Tignoso e Monte Cantiere. Provincia di Modena
<http://www.regione.emilia-romagna.it/wcm/natura2000/siti/it4040005.htm>
- [50] SIC IT4040006. Poggio Bianco Dragone. Provincia di Modena.
<http://www.regione.emilia-romagna.it/wcm/natura2000/siti/it4040006.htm>
- [51] Provincia di Modena. Piano territoriale di coordinamento provinciale 2009.
<http://www.territorio.provincia.modena.it>
- [52] European Environment Agency, Corine Land Cover:
<http://www.eea.europa.eu/publications/COR0-landcover>
- [53] Ministero dell'Ambiente. Portale cartografico nazionale.
<http://www.pcn.minambiente.it/PCN/terminidiservizio.php?alert=no&lan=it>
- [54] European Environment Agency, Corine Land Cover.
<http://www.eea.europa.eu/publications/COR0-landcover>
- [55] Sondaggio di opinione commissionato da ISES Italia e Kyoto Club: le aspettative degli italiani su alcune tematiche ambientali. Tratto da:
<http://www.ferasrl.it/sondaggi/sondaggioISES.pdf>
- [56] Michele Rialti. Tesi di Dottorato: Caratterizzazione e conduzione di indagini sperimentali sul funzionamento in siti antropizzati di prototipi di aerogeneratori ad asse verticale. Università degli Studi di Udine. 2010
- [57] Paolo Danilo Vicino: Tesi di laurea: Sistemi eolici di piccola taglia: analisi di mercato e valutazione economica. Politecnico di Torino. 2010
- [58] <http://www.leaseplan.it>
- [59] Hansen M. O. L., Sorensen J. N., Voutasinas S., Sorensen N., Madsen H. A., "State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity" , 2006,

- Progress in Aerospace Science 42, pag. 285-330.
- [60] Hansen M. O. L., "Aerodynamics of Wind Turbines", 2003, James & James
- [61] Strickland J.H., "The Darrieus Turbine: A Performance Prediction Model Using Multiple Streamtubes", 1975.
- [62] Warwick Wind Trials Final Report, 2009. <http://www.warwickwindtrials.org.uk>
- [63] <http://www.regione.emilia-romagna.it/wcm/statistica/pagine/factbook/ambiti/elenco/ambiente/quadro/scheda7A14.htm>
- [64] <http://www.windturbine-analysis.netfirms.com/index-analyse.htm>
- [65] progetto open source Quantum GIS: <http://www.qgis.org>
- [66] Matlab ® <http://www.mathworks.it/products/matlab/index.html>
- [67] linguaggio di programmazione python
<http://www.python.it>, <http://www.scipy.org>
- [68] 3Tier, Renewable Energy Risk Analysis. <http://www.3tier.com>
- [69] Meteo Center. <http://www.meteoromagna.com>
- [70] Vortex Factoria de Calculs. <http://www.vortex.es>
- [71] Università di Ferrara – Dipartimento ArchitetturaEnergia. Piano energetico intercomunale Palagano, Polinago, Lama Mocogno. Documento in fase di definizione.

Ringraziamenti

La presente ricerca è stata condotta con il supporto della società Tozzi Nord S.r.l. di Trento a cui va il mio ringraziamento per le risorse, le informazioni e le conoscenze messe a disposizione.

Un sentito ringraziamento va al Prof. Giacomo Bizzarri, tutor didattico del presente lavoro di ricerca, della Facoltà di Architettura dell'Università di Ferrara per tutte le opportunità che ha saputo suscitare in questi anni e per i preziosi consigli, non solo lavorativi, che ha saputo fornirmi.

Un sincero grazie è dovuto a tutta la mia famiglia ed ad Astrid che mi sono sempre vicini con supporto, consigli ed incoraggiamenti.

Si ringraziano per la disponibilità offerta durante lo svolgimento della ricerca:

- il DIMS dell'Università degli Studi di Trento, coordinato dal Prof. Battisti;
- il DIMTI dell'Università degli Studi di Trento, coordinato dal Prof. Pegoretti, per i test strutturali condotti dal Gruppo di Ricerca.